

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.С. Торопов

подпись

инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Реконструкция системы электроснабжения мкр. Северный г. Минусинска
в связи с переводом потребителей на электрическое отопление

тема

Руководитель _____
подпись, дата

к.т.н., доцент
должность, ученая степень

Е. В. Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

В. В. Михайлов
инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____
подпись, дата

инициалы, фамилия

Абакан 2024

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.С. Торопов

«__» _____ 2024 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в виде бакалаврской работы

Студенту _____ Михайлову Владимиру Витальевичу

(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн19-01 (З-19)

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код)

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция системы электроснабжения мкр. Северный г. Минусинска в связи с переводом потребителей на электрическое отопление

Утверждена приказом по институту № _____ от ____ . ____ .2023 г.

Руководитель ВКР Платонова Е. В., доцент кафедры «Электроэнергетика»

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР: Схемы и трассы ЛЭП 0,4 кВ, данные о потребителях и источниках питания

Перечень разделов ВКР:

Введение

1 Теоретическая часть

1.1 Характеристика объекта

1.2 Особенности перевода потребителей жилых районов на электроотопление

2 Аналитическая часть

2.1 Расчет электрических нагрузок микрорайона до перевода на электроотопление

2.2 Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ микрорайона до перевода на электроотопление

2.3 Пересчет электрических нагрузок микрорайона после перевода на электроотопление. Проверка допустимой загрузки трансформаторов ТП

2.4 Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ микрорайона после перевода на электроотопление. Проверка пропускной способности электрических сетей

3 Практическая часть

3.1 Проект сети после реконструкции. Выбор новых сечений ЛЭП. Перераспределение нагрузок микрорайона по подстанциям с учетом новых ТП

3.2 Анализ существующего электропотребления района

3.3 Анализ электропотребления района после перевода на электроотопление

3.4 Оценка экономической эффективности перевода потребителей на электроотопление

Заключение

Список использованных источников

Перечень графического материала

1. Поопорная схема электрических сетей микрорайона до реконструкции

2. Поопорная схема электрических сетей микрорайона после реконструкции

3. Техничко-экономические показатели эффективности перевода потребителей на электроотопление

Руководитель ВКР

/ Е. В. Платонова

(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

/ В. В. Михайлов

(подпись, инициалы и фамилия студента)

« 05 » марта 2024 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция системы электроснабжения мкр. Северный г. Минусинска в связи с переводом потребителей на электрическое отопление» содержит 67 страниц текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРООТОПЛЕНИЕ, ЧАСТНЫЙ ЖИЛОЙ ДОМ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, МОЩНОСТЬ, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, ЭДЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ.

Объект исследования – микрорайон Северный г. Минусинска.

Целью бакалаврской работы является реконструкция системы электроснабжения микрорайона Северный г. Минусинска в связи с переводом потребителей на электрическое отопление.

В теоретической части рассмотрена характеристика объекта, подстанции и сетей, питающих рассматриваемый микрорайон, а также особенности перевода потребителей жилых районов на электроотопление.

В аналитической части произведен расчет электрических нагрузок жилого микрорайона до перевода на электроотопление, произведена проверка допустимой загрузки трансформаторов существующих ТП, пропускной способности электрических сетей микрорайона. Рассчитаны потери электроэнергии и мощности в линиях электропередач.

В практической части представлен проект сети после реконструкции: выбор новых подстанций и ЛЭП, перераспределение нагрузок по подстанциям с учетом новых ТП. Проведен анализ существующего электропотребления микрорайона и анализ существующего электропотребления микрорайона на основе предыдущих расчетов. Рассчитаны потери электроэнергии, а также произведена итоговая оценка эффективности перевода потребителей на электроотопление.

Практическая значимость ВКР будет состоять в том, что данные исследования и полученные результаты позволят улучшить экологию Минусинска и Красноярского края путем привлекательного тарифного стимулирования собственников частных жилых домов при использовании электроотопления.

THE ABSTRACT

Final qualifying work on the topic "Reconstruction of the power supply system of the microdistrict. Northern city of Minusinsk in connection with the transfer of consumers to electric heating" contains 67 pages of text document, 25 used sources, 3 sheets of graphic material.

ELECTRICITY CONSUMER, ELECTRIC HEATING, PRIVATE RESIDENTIAL HOUSE, ELECTRICAL LOAD, TRANSFORMER SUBSTATION, ELECTRICAL NETWORK CAPACITY, POWER, POWER SOURCE, ELECTRICITY CONSUMPTION, ELECTRICITY LOSSES, O-ECONOMIC COMPARISON.

The object of the study is the Severny microdistrict of Minusinsk.

The purpose of the bachelor's thesis is to reconstruct the power supply system of the Severny microdistrict of Minusinsk in connection with the transfer of consumers to electric heating.

The theoretical part examines the characteristics of the facility, substation and networks supplying the microdistrict in question, as well as the features of transferring consumers in residential areas to electric heating.

In the analytical part, the electrical loads of a residential microdistrict were calculated before switching to electric heating, the permissible load of transformers of existing transformer substations and the capacity of the electrical networks of the microdistrict were checked. The losses of electricity and power in power lines are calculated.

The practical part presents the network design after reconstruction: selection of new substations and power lines, redistribution of loads among substations, taking into account new transformer substations. An analysis of the existing power consumption of the microdistrict and an analysis of the existing power consumption of the microdistrict based on previous calculations were carried out. Electricity losses were calculated, and a final assessment of the effectiveness of switching consumers to electric heating was made.

The practical significance of the research project will be that the research data and the results obtained will improve the ecology of Minusinsk and the Krasnoyarsk Territory through attractive tariff incentives for owners of private residential buildings when using electric heating.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Теоретическая часть.....	9
1.1 Характеристика объекта.....	9
1.2 Особенности перевода потребителей жилых районов на электроотопление	12
2 Аналитическая часть.....	18
2.1 Расчет электрических нагрузок микрорайона до перевода на электроотопление.....	18
2.2 Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ микрорайона до перевода на электроотопление	25
2.3 Пересчет электрических нагрузок микрорайона после перевода на электроотопление. Проверка допустимой загрузки трансформаторов ТП	31
2.4 Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ микрорайона после перевода на электроотопление. Проверка пропускной способности электрических сетей	38
3 Практическая часть	43
3.1 Проект сети после реконструкции. Выбор новых сечений ЛЭП. Перераспределение нагрузок микрорайона по подстанциям с учетом новых ТП.....	43
3.2 Анализ существующего электропотребления района.....	60
3.3 Анализ электропотребления района после перевода на электроотопление ...	61
3.4 Оценка экономической эффективности перевода потребителей на электроотопление.....	61
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	64
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	65

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время очень актуальны проблемы, связанные с улучшением экологической ситуации в регионах России. В Сибири много регионов, которые входят в список самых загрязненных субъектов РФ. В частности, это, прежде всего, Красноярский край, характеризующийся металлургической отраслью, Кемеровская область с большими объемами добычи угля, Иркутская область, Республика Хакасия. Недалеко от них в отдельном рейтинге самых загрязненных городов стоит и Юг Красноярского края, где находится г. Минусинск [1, 3, 4].

В свою очередь, город Минусинск находится на втором месте в рейтинге загрязнения городов в 2020 году после города Черногорска Республики Хакасия. После Минусинска на третьем месте расположился Красноярск. Недалеко ушел вниз и ближайший к Красноярскому краю город Новокузнецк (7-е место) и находящийся на севере Норильск [3, 4].

Экологическая обстановка в Минусинске не улучшилась за последнее время, и особенно в отопительный период, становится тяжело дышать и в воздухе появляется гарь от работы твердотопливных котлов микрорайонов частного сектора.

В связи с этим необходимо внедрять новые технологии, стимулировать переход и перевод оборудования различных потребителей на экологически чистые топлива, альтернативные и возобновляемые источники энергии. К этому перечню можно отнести также и использование электрической энергии, которая подается от централизованных источников питания в частные секторы.

Объект исследования – микрорайон Северный г. Минусинска.

Целью бакалаврской работы является реконструкция системы электрообеспечения микрорайона Северный г. Минусинска в связи с переводом потребителей на электрическое отопление.

Задачи исследования:

- проанализировать особенности перевода потребителей жилых районов и микрорайонов на электроотопление;
- произвести расчет электрических нагрузок микрорайона до перевода на электроотопление;
- пересчитать электрические нагрузки микрорайона после перевода на электроотопление;
- произвести проверку допустимой загрузки трансформаторов существующей ТП, проверить пропускную способность электрических сетей микрорайона;
- представить проект сети после реконструкции: произвести выбор новых подстанций и ЛЭП, осуществить перераспределение нагрузок микрорайона по подстанциям с учетом новых ТП;
- проанализировать существующее электропотребление микрорайона;
- провести анализ электропотребления микрорайона после перевода на электроотопление;
- рассчитать потери электроэнергии в линиях и трансформаторах, питающих микрорайон, с учетом новой конфигурации сети;
- оценить экономическую эффективность перевода потребителей микрорайона на электроотопление.

Практическая значимость ВКР будет состоять в том, что данные исследования и полученные результаты позволят улучшить экологию Минусинска и Красноярского края путем привлекательного тарифного стимулирования собственников частных жилых домов при использовании электроотопления.

1 Теоретическая часть

1.1 Характеристика объекта

Микрорайон Северный в самом южном городе Красноярского края - Минусинске - возводили более двух десятков лет. Частный сектор микрорайона Северный города Минусинска включает в себя несколько десятков домов, которые находятся на улицах: Норильская, Полеванова, Таймырская, Талнахская, Энергетиков, Полярная. Общий вид микрорайона на местности показан на рисунке 1.1.

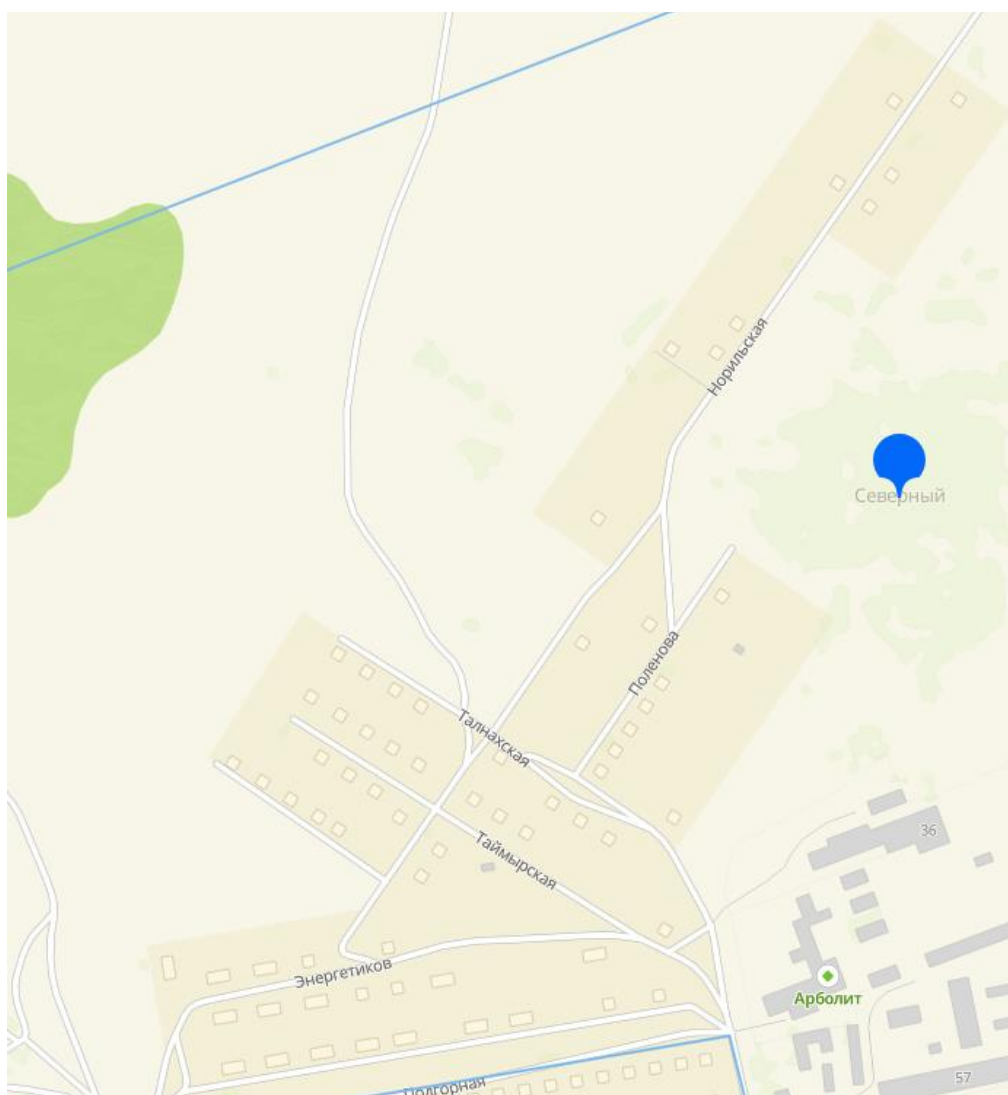


Рисунок 1.1 – Общий вид микрорайона Северный города Минусинска на местности

Частный сектор микрорайона Северный города Минусинска питает одна трансформаторная подстанция ЗТП 3-19-31-75. От подстанции отходят пять питающих линий (Л1–Л5). Схемы электрических сетей частного сектора по состоянию на конец 2023 года представлены на рисунке 1.2.

Данную трансформаторную подстанцию ЗТП 3-19-31-75 питает ВЛ-10 кВ, выполненная СИП. СИП отходит от ПС №3 «Тагарская» 110/10 кВ ПО МЭС РЭС Минусинский, ф. 3-19.

Для создания видимого разрыва, отключения с целью проведения ремонтных работ установлен разъединитель типа РЛНДЗ-10/400 с заземляющими ножами. Для ограничения перенапряжений на подстанции установлен ОПН-РВ-10/12,6/5/150УХЛ1. Для защиты от КЗ и перегрузок со стороны высокого напряжения установлен предохранитель плавкий типа ПТ 1,1-10-31,5УХЛ1.

В качестве устройства, обеспечивающего понижение напряжения с 10 кВ до 0,4 кВ, используется трехфазный трансформатор с масляным охлаждением типа ТМ-630/10-0,4 кВ в количестве 2-х штук. Конструкция негерметичных трансформаторов отличается от конструкции герметичных наличием расширительного бака.

Для защиты от КЗ и перегрузок со стороны высокого напряжения установлены автоматические воздушные выключатели: на вводе – ВА-5735 на 1000 А, на отходящих линиях – ВА-5735 на токи 100-250 А. В качестве самих отходящих линий на линиях Л1, Л3, Л4, Л5 используются ВЛИ типа СИП-2 4x50+1x16, контактными соединениями которых с ТП служат зажимы автоматов. Для питания проводов ЛЭП, выполненных СИП, служат кабельные вставки длиной до 25-50 м типа АВВГ и сечением от 16 до 50 мм².

Некоторые ответвления линий (в частности Л1) проложены голыми проводами марки А-16, А-35 и А-50 сечением 16-50 мм². Не все линии выполнены с применением железобетонных опор, небольшая часть из них деревянные с бетонными приставками, достаточно большое количество обычных деревянных опор.

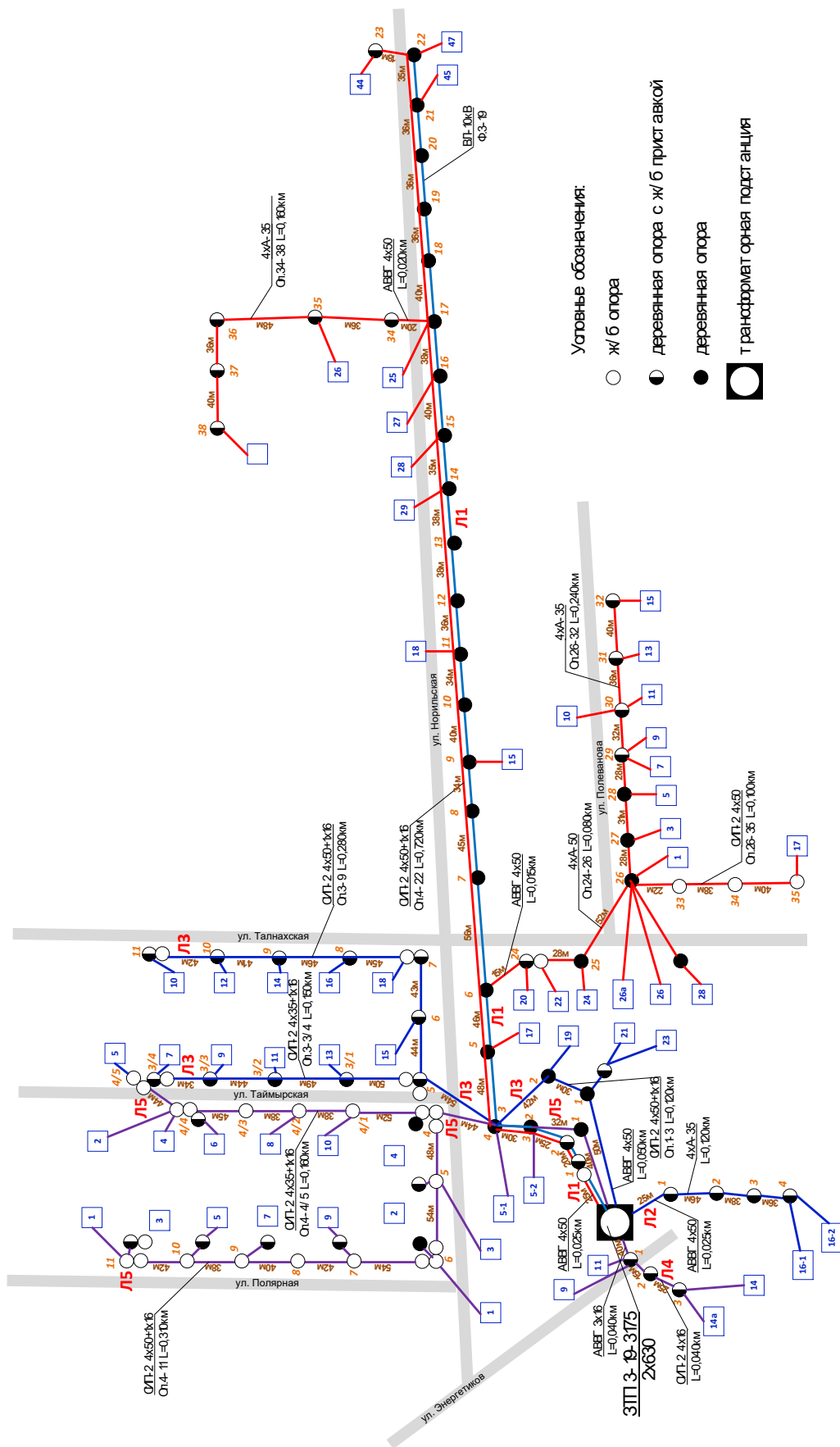


Рисунок 1.2 – Электрические сети 10/0,4 кВ частного сектора микрорайона Северный города Минусинска

Нужно будет реконструировать сеть так, чтобы она выдержала электроотопление всех частных домов, т.е. дополнительную нагрузку, которая при внедрении электроотопления может вырасти более чем в два раза. Если действующая нагрузка выдержит электроотопление всего района, то можно будет оставить существующую трансформаторную подстанцию, если нет – то нужно будет построить новую подстанцию, что в целом изменит всю конфигурацию сети 0,4 кВ.

1.2 Особенности перевода потребителей жилых районов на электроотопление

Перевод частных домовладений с печного на электроотопление – масштабный экологический проект «Россети Сибирь». Особенно актуален для крупных городов Сибири и Дальнего Востока – таких как Красноярск, Абакан, Кызыл, Улан-Удэ, Минусинск, где постоянное сжигание дров и угля является серьезным загрязняющим фактором.

Перевод частного сектора на электрическое отопление является одним из инструментов федерального проекта «Чистый воздух» национального проекта «Экология». Реконструкция сетей, повышение мощности энергообъектов, необходимые для реализации проекта, позволяют достичь стратегической цели ПАО «Россети Сибирь» – повысить надежность энергоснабжения потребителей, что особенно важно для проблемных участков электросетевого комплекса [9].

На сегодняшний день строительство любого источника теплогенерации, в том числе и ТЭЦ, должно идти по совершенно новым принципам. Более того, множество ТЭЦ сегодня просто невозможно вывести из эксплуатации (несмотря на их экономическую неэффективность в рамках современных технологий) в рамках перевода жилых и других районов городов России на электроотопление, т.к. на такие ТЭЦ очень прочно технологически завязаны тепловые потребители. На некоторых ТЭЦ, в том числе и Минусинской ТЭЦ,

технологическое оборудование является очень устаревшим.

Можно прийти к выводу, что стоимость капитальных затрат, помноженная на социальную важность, не находится в гармонии с современными подходами отопления как частных, так и многоквартирных домов. Одним из единственных выходов, позволяющих решить проблемы экологии и перевести потребителей на электроотопление является перенос непосредственной генерации тепла из централизованных источников как можно ближе к потребителям и переход с принципов сжигания углеводородных топлив для нагрева теплоносителя на нагрев теплоносителя внутри домов по принципам индивидуальных тепловых пунктов либо установка электронагревательных приборов на центральных тепловых пунктах.

Поскольку многие районы в городах России строились в условиях плотной застройки и сейчас не удовлетворяют в полной мере новым сводам правил, пришедшим на замену СНиПам, и это не дает возможности сооружать какие-то тепловые пункты питания (например, на основе газа), то единственным вариантом здесь выступает отопление посредством электричества. Другой вопрос, что в рамках действующих тарифов на электроэнергию осуществление такой идеи практически невозможно. В то же время, с технической точки зрения, электрические сети населенных пунктов, как правило, при проектировании закладывались с запасом (имеются ввиду сечения проводов ЛЭП различного класса напряжения) и они могут выдержать. Поэтому реконструкция чаще всего может быть связана с заменой трансформаторов на трансформаторы большей мощности (если их пропускная способность окажется недостаточной).

Другая идея заключается в том, что, например, в некоторых районах Москвы, вследствие увеличения нагрузок, трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ были заменены на напряжение 20/0,4 кВ и тем самым повысилась пропускная способность высоковольтных кабелей.

Есть другие пилотные проекты, которые подразумевают для повышения пропускной способности сетей использование постоянного тока, причем

электронагреватель монтируется вместе с электрическим аккумулятором или тепловым коллектором (здесь не принципиально, какой вид аккумулятора, в плане отдачи тепловой энергии потребителям). При этом все объекты теплоснабжения объединяются в так называемые сети Smart Grid, в которых подразумевается управление нагрузками в зависимости от режимов теплопотребления [12].

Есть достаточно много различного вида электрических станций в России, которые обладают большим незадействованным резервом мощности, и это может быть использовано для увеличения электрических нагрузок потребителей, в частности, за счет популяризации электроотопления. Например, Калининская АЭС (Росатом) и Конаковская ГРЭС (филиал Энел Россия) обладают таким потенциалом энергии и их можно использовать для реализации указанных целей, причем пропускная способность электрических сетей позволяет это осуществить. Такая недогруженность станций обусловлена не только текущим состоянием экономики (отсутствие в районе их сосредоточения энергоемких производств), но и «пресловутым» энергосбережением, которое производится без согласования с темпами вывода мощностей с энергетических рынков. В этой связи системный оператор не может недогружать находящуюся в этом же районе ТЭЦ-3 по электрической мощности, т.к. иначе эта тепловая электростанция не сможет обслуживать ее тепловую нагрузку. Т.е. системный оператор загружает станции, исходя из критериев надежности и устойчивости все энергосистемы, а не экономической эффективности. Кроме того, сами по себе электрические станции в таком режиме работают неэффективно не из-за того, что КПД у них может быть достаточно низким порядка 70-75% (для ГРЭС), а именно из-за недогруженности их энергетического оборудования и генерирующих агрегатов [12].

Исходя из изложенного, теплоэнергетическая отрасль – единственная отрасль в стране, перевод которой на новые технологические рельсы (электроотопление, приближенное к потребителям), в состоянии дать колоссальную загрузку на десятки процентов больше, чем имеется в энергосистеме.

Следует отметить, что в середине ноября 2022 года в Госдуме поддержали предложение о том, что необходимо перевести частный сектор в городах РФ на электроотопление. По мнению экспертов из Минприроды России данная идея является хорошей альтернативой природному газу в рамках федерального проекта «Чистый воздух», а повышение стабильности и устойчивости систем энергоснабжения и перевод населения на электроотопление должны стать приоритетом [23].

На сегодняшний день барьером на пути перевода частного сектора на электроотопление выступает Постановление Правительства РФ № 1600 «Об утверждении Правил предоставления и распределения иных межбюджетных трансфертов из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации...». Согласно данному документу, федеральные средства не могут направляться на реконструкцию электросетей, не принадлежащих муниципальным или региональным органам власти. Существуют и другие преграды: например, жители поселков, расположенных вокруг градообразующих угольных предприятий используют для отопления своих частных домов льготный, пайковый уголь. Некоторым людям он достается бесплатно, так как они работали на угольных предприятиях. В связи с этим перевод на альтернативные источники дается с трудом.

Как показывает информация из интернет-источников и из СМИ, Хакасия, а конкретнее, г. Абакан является одним из первых городов, где предложили хорошую альтернативу печному топливу (преимущественно котлам на твердом топливе – угле) [6]. В августе 2022 года был запущен пилотный проект, который стал привлекать собственников жилых домов и участков 10-го жилого района г. Абакана [14]. Данный проект экологической направленности и предполагает переход с печного отопления на электроотопление. Ключевая идея проекта заключается в снижении тарифа на электроэнергию для потребителей, перешедших исключительно на электроотопление. Разница в оплате будет субсидироваться с бюджета Республики Хакасия.

Снижение размера платежа по пилотному проекту для города Абакана составило 0,72 руб./кВт.ч. Снижению подлежат затраты на отопление общей площади домовладения, не превышающей 200 квадратных метров (далее - кв. м), в случае если общая площадь домовладения превышает 200 м², то для расчета общего размера снижения платежа принимается площадь, равная 200 м² [14].

К сожалению, в г. Минусинске такого пилотного проекта в плане перехода именно на электроотопление нет. И его нужно срочно принимать и вводить в силу. В этом городе в целом стремятся улучшить экологию путем перехода на другие виды топлива, такие как пеллеты (гранулированное твердое спрессованное топливо из отходов деревообработки), природный газ и др.

Учитывая, что основной вклад (около 58%) в загрязнение воздуха вносит частный сектор, приоритетным мероприятием является перевод частных домовладений на более экологичные виды отопления. Так же, как и в Красноярске, жителям частных домов Минусинска, в зависимости от технической возможности, будет предлагаться замена печей на газовые или автоматические котлы [7].

В начале февраля 2024 года стартовал пилотный проект по переводу частных домов на пеллеты. Оборудование для сжигания пеллет (специальная горелка к твердотопливному котлу) установили только в нескольких частных домах для эксперимента. С появлением пеллетов пропали грязь, пыль и запах от сжигания угля. По результатам замеров выбросов вредных веществ выделялось почти в два раза меньше диоксидов азота, серы, оксид углерода, а по бензапирену и выделению пыли отмечены низкие показатели. Преимуществом этого способа отопления являются относительно низкая стоимость вырабатываемого тепла, автономность котла и использование при производстве гранул отходов деревообработки, что дополнительно снижает нагрузку на экологию [2, 7, 9].

Разработка нормативной базы для запуска пилотного проекта по переходу части домов Минусинска на электроотопление только продолжается.

Совместно с краевыми ведомствами администрация города прорабатывает механизм возмещения жителям расходов, обследует и паспортизирует дома, чей перевод на отопление электричеством не потребует больших затрат. В качестве пилотного выбран микрорайон «Юго-Восточный». Нагрузка на сети здесь, по сравнению с другими территориями города, не так велика. Отличает микрорайон и относительная новизна инфраструктуры. До конца 2023 года завершена полная паспортизация микрорайона. Пока после сверки с данными Красноярскэнергополный переход на электроотопление без существенных вложений собственников возможен для следующих домов, где проживают граждане, получающие дополнительные меры социальной поддержки [13].

Трудности перевода каждого частного жилого дома на электроотопление могут быть связаны с дополнительными затратами, которые несет собственник при реконструкции своей системы отопления. Это может быть не только полная замена котла, но и монтаж электрических теплых полов или установка керамических панелей отопления и др., что по своим масштабам переходит в разряд капитальных затрат для владельца дома. Также нужен акт ввода в эксплуатацию, который свидетельствует о том, что технологическое присоединение участка с домовладением завершено и данный дом подключен (сдан). Ожидания от внедрения пилотного проекта связаны не столько с предоставлением выгодного тарифа на электрическую энергию, но и со снижением вредных выбросов [6].

Таким образом, с помощью мер, направленных на существенное снижение тарифа за электроэнергию в случае применения исключительно электрического отопления, возможно улучшение экологической ситуации в частных секторах городских массивов. Однако в этом случае также возникает задача оценки новой нагрузки, которую должны будут выдерживать электрические сети напряжением 6-10 кВ и 0,4 кВ.

2 Аналитическая часть

2.1 Расчет электрических нагрузок микрорайона до перевода на электроотопление

Расчетная максимальная нагрузка от таких электроприемников, как частные жилые дома, питаемых по проводам СИП 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ, может быть определена согласно РД 34.20.185-94 [18] и по источнику [10] в зависимости от количества и характера электроприемников, использующихся в том или ином частном доме. Т.к. рассматриваются жилые дома с электроплитами, то, учитывая коэффициенты одновременности для электрических нагрузок в сетях напряжением 0,4 кВ для такого вида объектов, необходимо использовать формулу для расчета нагрузки:

$$P_{\max} = P_m \cdot n \cdot K_o, \quad (2.1)$$

где P_m – максимальная нагрузка одного дома, 15 кВт (при отсутствии электроотопления); 40 кВт (при наличии электроотопления) [10, 11, 18];

n – количество домов, подключенных к участку линии;

K_o – коэффициент одновременности, зависящий от количества электроприемников [19].

Для каждого сегмента ЛЭП 0,4 кВ полные и реактивные нагрузки, и расчетные токи могут быть определены по формулам [10]:

$$S_p = P_p / \cos\varphi, \quad (2.2)$$

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2}, \quad (2.3)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (2.4)$$

Расчеты активной мощности по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л1–Л5, а также расчеты электронагрузок (полных мощностей, реактивных мощностей и токов) отобразим соответственно в таблицах 2.1-2.5 и таблицах 2.6-2.10.

Таблица 2.1 – Расчет активной мощности по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л1 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Кол-во домов	K_0	Уст. мощность домов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л1	22	23	1	1	15	15
Л1	21	22	2	0,73	30	21,9
Л1	17	21	3	0,62	45	27,9
Л1	35	38	1	1	15	15
Л1	34	35	2	0,73	30	21,9
Л1	17	34	2	0,73	30	21,9
Л1	16	17	6	0,47	90	42,3
Л1	15	16	7	0,43	105	45,15
Л1	14	15	8	0,418	120	50,16
Л1	11	14	9	0,4	135	54
Л1	9	11	10	0,38	150	57
Л1	6	9	11	0,37	165	61,05
Л1	26	35	1	1	15	15
Л1	31	32	1	1	15	15
Л1	30	31	2	0,73	30	21,9
Л1	29	30	4	0,56	60	33,6
Л1	28	29	6	0,47	90	42,3
Л1	27	28	7	0,43	105	45,15
Л1	26	27	8	0,418	120	50,16
Л1	25	26	13	0,344	195	67,08
Л1	24	25	14	0,33	210	69,3
Л1	6	24	16	0,314	240	75,36
Л1	5	6	27	0,274	405	110,97
Л1	1	5	28	0,271	420	113,82
Л1	ЗКТП	1	28	0,271	420	113,82

Таблица 2.2 – Расчет активной мощности по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л2 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Кол-во домов	K_0	Уст. мощность домов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л2	1	4	2	0,73	30	21,9
Л2	ЗКТП	1	2	0,73	30	21,9

Таблица 2.3 – Расчет активной мощности по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л3 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Кол-во домов	K_0	Уст. мощность домов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л3	10	11	1	1	15	15
Л3	9	10	2	0,73	30	21,9
Л3	8	9	3	0,62	45	27,9
Л3	7	8	4	0,56	60	33,6
Л3	6	7	5	0,5	75	37,5
Л3	5	6	6	0,47	90	42,3
Л3	4/3	4/4	1	1	15	15
Л3	4/2	4/3	2	0,73	30	21,9
Л3	4/1	4/2	3	0,62	45	27,9
Л3	4	4/1	4	0,56	60	33,6
Л3	2	4	10	0,38	150	57
Л3	1	2	11	0,37	165	61,05
Л3	ЗКТП	1	13	0,344	195	67,08

Таблица 2.4 – Расчет активной мощности по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л4 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Кол-во домов	K_0	Уст. мощность домов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л4	1	3	2	0,73	30	21,9
Л4	ЗКТП	1	4	0,56	60	33,6

Таблица 2.5 – Расчет активной мощности по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л5 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Кол-во домов	K_0	Уст. мощность домов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л5	11	12	2	0,73	30	21,9
Л5	10	11	3	0,62	45	27,9
Л5	9	10	4	0,56	60	33,6
Л5	8	9	4	0,56	60	33,6
Л5	7	8	5	0,5	75	37,5
Л5	6	7	7	0,43	105	45,15
Л5	5	6	9	0,4	135	54
Л5	5/2	5/4	3	0,62	45	27,9
Л5	5/1	5/2	4	0,56	60	33,6
Л5	5	5/1	5	0,5	75	37,5
Л5	4	5	14	0,33	210	69,3
Л5	3	4	15	0,32	225	72
Л5	1	3	16	0,314	240	75,36
Л5	ЗКТП	1	16	0,314	240	75,36

Таблица 2.6 – Расчет полной, реактивной мощности и расчетного тока по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л1 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	P_p , кВт	S_p , кВА	Q_p , кВар	I_p , А
1	2	3	4	5	6	7
Л1	22	23	15,000	15,625	4,375	23,740
Л1	21	22	21,900	22,813	6,388	34,661
Л1	17	21	27,900	29,063	8,138	44,157
Л1	35	38	15,000	15,625	4,375	23,740
Л1	34	35	21,900	22,813	6,388	34,661
Л1	17	34	21,900	22,813	6,388	34,661
Л1	16	17	42,300	44,063	12,338	66,948
Л1	15	16	45,150	47,031	13,169	71,459
Л1	14	15	50,160	52,250	14,63	79,388
Л1	11	14	54,000	56,250	15,75	85,466
Л1	9	11	57,000	59,375	16,625	90,214
Л1	6	9	61,050	63,594	17,806	96,624
Л1	26	35	15,000	15,625	4,375	23,740
Л1	31	32	15,000	15,625	4,375	23,740
Л1	30	31	21,900	22,813	6,388	34,661
Л1	29	30	33,600	35,000	9,8	53,179
Л1	28	29	42,300	44,063	12,338	66,948
Л1	27	28	45,150	47,031	13,169	71,459
Л1	26	27	50,160	52,250	14,63	79,388
Л1	25	26	67,080	69,875	19,565	106,167
Л1	24	25	69,300	72,188	20,213	109,681
Л1	6	24	75,360	78,500	21,98	119,272
Л1	5	6	110,970	115,594	32,366	175,632
Л1	1	5	113,820	118,563	33,198	180,142
Л1	ЗКТП	1	113,820	118,563	33,198	180,142

Таблица 2.7 – Расчет полной, реактивной мощности и расчетного тока по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л2 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	P_p , кВт	S_p , кВА	Q_p , кВар	I_p , А
1	2	3	4	5	6	7
Л2	1	4	21,900	22,813	6,388	34,661
Л2	ЗКТП	1	21,900	22,813	6,388	34,661

Таблица 2.8 – Расчет полной, реактивной мощности и расчетного тока по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л3 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	P_p , кВт	S_p , кВА	Q_p , кВар	I_p , А
1	2	3	4	5	6	7
Л3	10	11	15,000	15,625	4,375	23,740
Л3	9	10	21,900	22,813	6,388	34,661
Л3	8	9	27,900	29,063	8,138	44,157
Л3	7	8	33,600	35,000	9,8	53,179
Л3	6	7	37,500	39,063	10,938	59,351
Л3	5	6	42,300	44,063	12,338	66,948
Л3	4/3	4/4	15,000	15,625	4,375	23,740
Л3	4/2	4/3	21,900	22,813	6,388	34,661
Л3	4/1	4/2	27,900	29,063	8,138	44,157
Л3	4	4/1	33,600	35,000	9,8	53,179
Л3	2	4	57,000	59,375	16,625	90,214
Л3	1	2	61,050	63,594	17,806	96,624
Л3	ЗКТП	1	67,080	69,875	19,565	106,167

Таблица 2.9 – Расчет полной, реактивной мощности и расчетного тока по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л4 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	P_p , кВт	S_p , кВА	Q_p , кВар	I_p , А
1	2	3	4	5	6	7
Л4	1	3	21,900	22,813	6,388	34,661
Л4	ЗКТП	1	33,600	35,000	9,8	53,179

Таблица 2.10 – Расчет полной, реактивной мощности и расчетного тока по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л5 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	P_p , кВт	S_p , кВА	Q_p , кВар	I_p , А
1	2	3	4	5	6	7
Л5	11	12	21,900	22,813	6,388	34,661
Л5	10	11	27,900	29,063	8,138	44,157
Л5	9	10	33,600	35,000	9,8	53,179
Л5	8	9	33,600	35,000	9,8	53,179
Л5	7	8	37,500	39,063	10,938	59,351
Л5	6	7	45,150	47,031	13,169	71,459
Л5	5	6	54,000	56,250	15,75	85,466
Л5	5/2	5/4	27,900	29,063	8,138	44,157
Л5	5/1	5/2	33,600	35,000	9,8	53,179
Л5	5	5/1	37,500	39,063	10,938	59,351
Л5	4	5	69,300	72,188	20,213	109,681
Л5	3	4	72,000	75,000	21	113,954
Л5	1	3	75,360	78,500	21,98	119,272
Л5	ЗКТП	1	75,360	78,500	21,98	119,272

2.2 Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ микрорайона до перевода на электроотопление

Потери активной мощности в линии при использовании метода максимальных потерь [8, 10]:

$$\Delta P_{\max} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (2.5)$$

где активное сопротивление линии:

$$R_{\text{л}} = L_{\text{л}} \cdot r_0; \quad (2.6)$$

Потери активной энергии в линии:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau. \quad (2.7)$$

Число часов максимальной нагрузки при коммунально-бытовой нагрузке [14]: $T_{\text{М}} = 2600$ ч., тогда τ – время наибольших потерь составит:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{М}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760; \quad (2.8)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{2600}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 1292 \text{ ч.}$$

Значения удельных сопротивлений проводов линий используем из таблицы 2.11, выписанные из справочных данных [8, 20].

Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ линий Л1–Л5 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции по указанным формулам представлен в таблицах 2.12-2.16.

Таблица 2.11 – Справочные данные по проводам

Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км
1	2	3	4
СИП-2	50	0,64	0,0794
А-35	35	0,92	0,308
А-50	50	0,64	0,297
АВВГ	50	0,62	0,0625
СИП-2	16	1,96	0,0846
АВВГ	16	1,98	0,085

Таблица 2.12 – Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л1 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I _p , А	cosφ	sinφ	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔP _л , кВт	ΔW _л , кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Л1	22	23	0,018	23,740	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	0,471	0,12	0,02	24,55
Л1	21	22	0,035	34,661	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	1,338	0,35	0,08	104,65
Л1	17	21	0,036	44,157	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	1,753	0,46	0,14	174,42
Л1	35	38	0,124	23,740	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	4,943	1,30	0,19	249,36
Л1	34	35	0,036	34,661	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	2,095	0,55	0,12	153,75

Окончание таблицы 2.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Л1	17	34	0,02	34,661	0,96	0,28	АВВГ	50	0,62	0,0625	0,736	0,19	0,05	58,14
Л1	16	17	0,038	66,948	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	2,805	0,74	0,33	422,48
Л1	15	16	0,04	71,459	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	3,152	0,83	0,39	506,46
Л1	14	15	0,035	79,388	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	3,064	0,81	0,42	547,81
Л1	11	14	0,112	85,466	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	10,555	2,78	1,57	2029,73
Л1	9	11	0,074	90,214	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	7,361	1,94	1,16	1493,55
Л1	6	9	0,135	96,624	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	14,384	3,79	2,42	3126,64
Л1	26	35	0,1	23,740	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	2,618	0,69	0,11	139,54
Л1	31	32	0,04	23,740	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	1,594	0,42	0,06	80,10
Л1	30	31	0,036	34,661	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	2,095	0,55	0,12	153,75
Л1	29	30	0,032	53,179	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	2,857	0,75	0,25	323,00
Л1	28	29	0,028	66,948	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	3,148	0,83	0,35	447,03
Л1	27	28	0,031	71,459	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	3,72	0,98	0,44	564,60
Л1	26	27	0,028	79,388	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	3,732	0,98	0,49	629,20
Л1	25	26	0,052	106,167	0,96	0,28	А-50	50	0,64	0,297	6,67	1,76	1,13	1453,50
Л1	24	25	0,028	109,681	0,96	0,28	А-50	50	0,64	0,297	3,71	0,98	0,65	835,92
Л1	6	24	0,015	119,272	0,96	0,28	АВВГ	50	0,62	0,0625	1,899	0,50	0,40	512,92
Л1	5	6	0,046	175,632	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	8,909	2,34	2,72	3519,41
Л1	1	5	0,123	180,142	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	24,433	6,43	7,66	9901,89
Л1	ЗКТП	1	0,025	180,142	0,96	0,28	АВВГ	50	0,62	0,0625	4,779	1,26	1,51	1949,63

Таблица 2.13 – Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л2 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Л2	1	4	0,12	34,661	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	6,984	1,84	0,40	514,22
Л2	ЗКТП	1	0,025	34,661	0,96	0,28	АВВГ	50	0,62	0,0625	0,92	0,24	0,06	72,35

Таблица 2.14 – Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л4 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Л4	1	3	0,04	34,661	0,96	0,28	СИП-2	16	1,96	0,0846	4,575	1,20	0,28	365,64
Л4	ЗКТП	1	0,04	53,179	0,96	0,28	АВВГ	16	1,98	0,085	7,091	1,87	0,67	868,22

Таблица 2.15 – Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ ЛЗ ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	ΔP_L , кВт	ΔW_L , кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ЛЗ	10	11	0,042	23,740	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	1,099	0,29	0,05	58,14
ЛЗ	9	10	0,041	34,661	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	1,567	0,41	0,10	122,74
ЛЗ	8	9	0,046	44,157	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	2,24	0,59	0,17	222,22
ЛЗ	7	8	0,045	53,179	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	2,639	0,69	0,24	315,25
ЛЗ	6	7	0,043	59,351	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	2,814	0,74	0,29	375,97
ЛЗ	5	6	0,044	66,948	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	3,248	0,86	0,38	489,67
ЛЗ	4/3	4/4	0,034	23,740	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	0,89	0,23	0,04	47,80
ЛЗ	4/2	4/3	0,044	34,661	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	1,682	0,44	0,10	130,49
ЛЗ	4/1	4/2	0,049	44,157	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	2,386	0,63	0,18	236,44
ЛЗ	4	4/1	0,05	53,179	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	2,932	0,77	0,27	350,13
ЛЗ	2	4	0,096	90,214	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	9,55	2,51	1,50	1938,00
ЛЗ	1	2	0,03	96,624	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	3,196	0,84	0,54	695,10
ЛЗ	ЗКТП	1	0,05	106,167	0,96	0,28	АВВГ	50	0,62	0,0625	5,633	1,48	1,05	1354,02

Таблица 2.16 – Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л5 ЗТП 3-19-31-75 до реконструкции

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	ΔP_L , кВт	ΔW_L , кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Л5	11	12	0,042	34,661	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	1,605	0,42	0,10	125,32
Л5	10	11	0,038	44,157	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	1,85	0,49	0,14	183,46
Л5	9	10	0,04	53,179	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	2,346	0,62	0,22	280,36
Л5	8	9	0,042	53,179	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	2,463	0,65	0,23	294,58
Л5	7	8	0,054	59,351	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	3,534	0,93	0,37	471,58
Л5	6	7	0,054	71,459	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	4,255	1,12	0,53	683,47
Л5	5	6	0,048	85,466	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	4,524	1,19	0,67	869,52
Л5	5/2	5/4	0,083	44,157	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	4,041	1,06	0,31	401,81
Л5	5/1	5/2	0,038	53,179	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	2,228	0,59	0,21	266,15
Л5	5	5/1	0,052	59,351	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	3,403	0,90	0,35	454,78
Л5	4	5	0,044	109,681	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	5,321	1,40	1,02	1312,67
Л5	3	4	0,03	113,954	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	3,77	0,99	0,75	966,42
Л5	1	3	0,045	119,272	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	5,918	1,56	1,23	1587,87
Л5	ЗКТП	1	0,025	119,272	0,96	0,28	АВВГ	50	0,62	0,0625	3,164	0,83	0,66	855,30

Как видно из расчета электрических нагрузок микрорайона до перевода на электроотопление, т.е. до реконструкции сети, расчетная полная нагрузка подстанции ЗТП 3-19-31-75 составляет 324,75 кВА, что при установленных 2-х трансформаторах мощностью 630 кВА каждый мощности хватает с запасом, даже с учетом перспектив развития микрорайона путем увеличения количества участков и домов. Однако до увеличения нагрузки на электроотопление, в частности, в линии Л1 видно, что потери напряжения и потери мощности являются достаточно большими, что требует увеличения сечения на данном протяженном участке.

2.3 Пересчет электрических нагрузок микрорайона после перевода на электроотопление. Проверка допустимой загрузки трансформаторов ТП

Проблемой руководящих документов и справочников является то, что в них не учитываются электронагрузки от электрического отопления домов [10, 11, 18]. Поэтому при осуществлении данных расчетов необходимо увеличить максимальные нагрузки домов с учетом электроотопления.

По данным городских проектных организаций в нагрузку электроотопления, особенно при использовании электродкотлов, необходимо закладывать не менее 25 кВт только на электроотопление. Тогда суммарная установленная мощность дома (без учета состояния и вида ограждающих конструкций (кирпич, брус и пр.)):

$$P = 15 + 25 = 40 \text{ кВт.}$$

Расчеты активной мощности по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л1–Л5, а также расчеты электронагрузок (полных мощностей, реактивных мощностей и токов) после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления отобразим соответственно в таблицах 2.17-2.21 и таблицах 2.22-2.26.

Таблица 2.17 – Расчет активной мощности по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л1 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Кол-во домов	K_0	Уст. мощность домов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л1	22	23	1	1	40	40
Л1	21	22	2	0,73	80	58,4
Л1	17	21	3	0,62	120	74,4
Л1	35	38	1	1	40	40
Л1	34	35	2	0,73	80	58,4
Л1	17	34	2	0,73	80	58,4
Л1	16	17	6	0,47	240	112,8
Л1	15	16	7	0,43	280	120,4
Л1	14	15	8	0,418	320	133,76
Л1	11	14	9	0,4	360	144
Л1	9	11	10	0,38	400	152
Л1	6	9	11	0,37	440	162,8
Л1	26	35	1	1	40	40
Л1	31	32	1	1	40	40
Л1	30	31	2	0,73	80	58,4
Л1	29	30	4	0,56	160	89,6
Л1	28	29	6	0,47	240	112,8
Л1	27	28	7	0,43	280	120,4
Л1	26	27	8	0,418	320	133,76
Л1	25	26	13	0,344	520	178,88
Л1	24	25	14	0,33	560	184,8
Л1	6	24	16	0,314	640	200,96
Л1	5	6	27	0,274	1080	295,92
Л1	1	5	28	0,271	1120	303,52
Л1	ЗТП	1	28	0,271	1120	303,52

Таблица 2.18 – Расчет активной мощности по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л2 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Кол-во домов	K_0	Уст. мощность домов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л2	1	4	2	0,73	80	58,4
Л2	ЗКТП	1	2	0,73	80	58,4

Таблица 2.19 – Расчет активной мощности по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л3 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Кол-во домов	K_0	Уст. мощность домов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л3	10	11	1	1	40	40
Л3	9	10	2	0,73	80	58,4
Л3	8	9	3	0,62	120	74,4
Л3	7	8	4	0,56	160	89,6
Л3	6	7	5	0,5	200	100
Л3	5	6	6	0,47	240	112,8
Л3	4/3	4/4	1	1	40	40
Л3	4/2	4/3	2	0,73	80	58,4
Л3	4/1	4/2	3	0,62	120	74,4
Л3	4	4/1	4	0,56	160	89,6
Л3	2	4	10	0,38	400	152
Л3	1	2	11	0,37	440	162,8
Л3	ЗКТП	1	13	0,344	520	178,88

Таблица 2.20 – Расчет активной мощности по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л4 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Кол-во домов	K_0	Уст. мощность домов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л4	1	3	2	0,73	80	58,4
Л4	ЗКТП	1	4	0,56	160	89,6

Таблица 2.21 – Расчет активной мощности по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л5 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Кол-во домов	K_0	Уст. мощность домов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л5	11	12	2	0,73	80	58,4
Л5	10	11	3	0,62	120	74,4
Л5	9	10	4	0,56	160	89,6
Л5	8	9	4	0,56	160	89,6
Л5	7	8	5	0,5	200	100
Л5	6	7	7	0,43	280	120,4
Л5	5	6	9	0,4	360	144
Л5	5/2	5/4	3	0,62	120	74,4
Л5	5/1	5/2	4	0,56	160	89,6
Л5	5	5/1	5	0,5	200	100
Л5	4	5	14	0,33	560	184,8
Л5	3	4	15	0,32	600	192
Л5	1	3	16	0,314	640	200,96
Л5	ЗКТП	1	16	0,314	640	200,96

Таблица 2.22 – Расчет полной, реактивной мощности и расчетного тока по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л1 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	P_p , кВт	S_p , кВА	Q_p , кВар	I_p , А
1	2	3	4	5	6	7
Л1	22	23	40,000	41,667	11,667	63,308
Л1	21	22	58,400	60,833	17,033	92,429
Л1	17	21	74,400	77,500	21,7	117,753
Л1	35	38	40,000	41,667	11,667	63,308
Л1	34	35	58,400	60,833	17,033	92,429
Л1	17	34	58,400	60,833	17,033	92,429
Л1	16	17	112,800	117,500	32,9	178,528
Л1	15	16	120,400	125,417	35,117	190,557
Л1	14	15	133,760	139,333	39,013	211,701
Л1	11	14	144,000	150,000	42	227,908
Л1	9	11	152,000	158,333	44,333	240,570
Л1	6	9	162,800	169,583	47,483	257,663
Л1	26	35	40,000	41,667	11,667	63,308
Л1	31	32	40,000	41,667	11,667	63,308
Л1	30	31	58,400	60,833	17,033	92,429
Л1	29	30	89,600	93,333	26,133	141,809
Л1	28	29	112,800	117,500	32,9	178,528
Л1	27	28	120,400	125,417	35,117	190,557
Л1	26	27	133,760	139,333	39,013	211,701
Л1	25	26	178,880	186,333	52,173	283,113
Л1	24	25	184,800	192,500	53,9	292,482
Л1	6	24	200,960	209,333	58,613	318,058
Л1	5	6	295,920	308,250	86,31	468,351
Л1	1	5	303,520	316,167	88,527	480,380
Л1	ЗКТП	1	303,520	316,167	88,527	480,380

Таблица 2.23 – Расчет полной, реактивной мощности и расчетного тока по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л2 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Рр, кВт	Sp, кВА	Qp, кВар	Ip, А
1	2	3	4	5	6	7
Л2	1	4	58,400	60,833	17,033	92,429
Л2	ЗКТП	1	58,400	60,833	17,033	92,429

Таблица 2.24 – Расчет полной, реактивной мощности и расчетного тока по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л3 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Рр, кВт	Sp, кВА	Qp, кВар	Ip, А
1	2	3	4	5	6	7
Л3	10	11	40,000	41,667	11,667	63,308
Л3	9	10	58,400	60,833	17,033	92,429
Л3	8	9	74,400	77,500	21,7	117,753
Л3	7	8	89,600	93,333	26,133	141,809
Л3	6	7	100,000	104,167	29,167	158,270
Л3	5	6	112,800	117,500	32,9	178,528
Л3	4/3	4/4	40,000	41,667	11,667	63,308
Л3	4/2	4/3	58,400	60,833	17,033	92,429
Л3	4/1	4/2	74,400	77,500	21,7	117,753
Л3	4	4/1	89,600	93,333	26,133	141,809
Л3	2	4	152,000	158,333	44,333	240,570
Л3	1	2	162,800	169,583	47,483	257,663
Л3	ЗКТП	1	178,880	186,333	52,173	283,113

Таблица 2.25 – Расчет полной, реактивной мощности и расчетного тока по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л4 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Рр, кВт	Sp, кВА	Qp, кВар	Ip, А
1	2	3	4	5	6	7
Л4	1	3	58,400	60,833	17,033	92,429
Л4	ЗКТП	1	89,600	93,333	26,133	141,809

Таблица 2.26 – Расчет полной, реактивной мощности и расчетного тока по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л5 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Рр, кВт	Sp, кВА	Qp, кВар	Ip, А
1	2	3	4	5	6	7
Л5	11	12	58,400	60,833	17,033	92,429
Л5	10	11	74,400	77,500	21,7	117,753
Л5	9	10	89,600	93,333	26,133	141,809
Л5	8	9	89,600	93,333	26,133	141,809
Л5	7	8	100,000	104,167	29,167	158,270
Л5	6	7	120,400	125,417	35,117	190,557
Л5	5	6	144,000	150,000	42	227,908
Л5	5/2	5/4	74,400	77,500	21,7	117,753
Л5	5/1	5/2	89,600	93,333	26,133	141,809
Л5	5	5/1	100,000	104,167	29,167	158,270
Л5	4	5	184,800	192,500	53,9	292,482
Л5	3	4	192,000	200,000	56	303,877
Л5	1	3	200,960	209,333	58,613	318,058
Л5	ЗКТП	1	200,960	209,333	58,613	318,058

Как видно из расчета электрических нагрузок микрорайона после перевода на электроотопление, расчетная полная нагрузка подстанции ЗТП 3-19-31-75 составляет 866 кВА, что при установленных 2-х трансформаторах мощностью 630 кВА каждый мощности хватит с запасом, т.к. коэффициент загрузки и перегрузки трансформаторов не превышают допустимых значений (увеличение мощности трансформаторов не требуется):

$$K_3 = \frac{S_{\text{расч.ТП}}}{2S_{\text{тр.ном}}} = \frac{866}{2 * 630} = 0,687 < 0,7;$$

$$K_{\text{пер}} = \frac{S_{\text{расч.ТП}}}{S_{\text{тр.ном}}} = \frac{866}{630} = 1,375 < 1,4.$$

Далее проверим уровень потерь напряжения и потерь мощности и примем решение о замене проводов на более высокие сечения.

2.4 Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ микрорайона после перевода на электроотопление. Проверка пропускной способности электрических сетей

Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ линий Л1–Л5 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления производим по формулам (2.5)–(2.7). Этот расчет представлен в таблицах 2.27-2.31.

Как видно, после увеличения нагрузки на электроотопление во всех линиях Л1 видно, что потери напряжения и потери мощности являются недопустимо большими (отклонения напряжения не соответствуют ГОСТ 32144–2013, что требует увеличения сечения на данном протяженном участке. Исходя из рекомендаций [10, 11] минимальное сечение СИП должно приниматься не менее 95 мм². Суммарные потери мощности возросли в $254,91/35,85 = 7$ раз, что также является неприемлемым.

Таблица 2.27 – Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л1 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔP _л , кВт	ΔW _л , кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Л1	22	23	0,018	63,308	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	1,257	0,33	0,14	179,59
Л1	21	22	0,035	92,429	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	3,567	0,94	0,57	741,61
Л1	17	21	0,036	117,753	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	4,674	1,23	0,96	1237,74
Л1	35	38	0,124	63,308	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	13,181	3,47	1,37	1772,62
Л1	34	35	0,036	92,429	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	5,587	1,47	0,85	1096,91
Л1	17	34	0,02	92,429	0,96	0,28	АВВГ	50	0,62	0,0625	1,962	0,52	0,32	410,86
Л1	16	17	0,038	178,528	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	7,481	1,97	2,33	3003,90
Л1	15	16	0,04	190,557	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	8,405	2,21	2,79	3603,39
Л1	14	15	0,035	211,701	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	8,17	2,15	3,01	3891,50
Л1	11	14	0,112	227,908	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	28,147	7,41	11,17	14431,64
Л1	9	11	0,074	240,570	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	19,63	5,17	8,22	10624,12
Л1	6	9	0,135	257,663	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	38,356	10,09	17,21	22232,74
Л1	26	35	0,1	63,308	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	6,981	1,84	0,77	994,84
Л1	31	32	0,04	63,308	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	4,252	1,12	0,44	571,06
Л1	30	31	0,036	92,429	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	5,587	1,47	0,85	1096,91
Л1	29	30	0,032	141,809	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	7,62	2,01	1,78	2294,59
Л1	28	29	0,028	178,528	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	8,394	2,21	2,46	3182,20
Л1	27	28	0,031	190,557	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	9,919	2,61	3,11	4014,24
Л1	26	27	0,028	211,701	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	9,953	2,62	3,46	4474,20
Л1	25	26	0,052	283,113	0,96	0,28	А-50	50	0,64	0,297	17,787	4,68	8,00	10338,58
Л1	24	25	0,028	292,482	0,96	0,28	А-50	50	0,64	0,297	9,895	2,60	4,60	5941,91
Л1	6	24	0,015	318,058	0,96	0,28	АВВГ	50	0,62	0,0625	5,063	1,33	2,82	3646,02
Л1	5	6	0,046	468,351	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	23,756	6,25	19,37	25029,92
Л1	1	5	0,123	480,380	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	65,154	17,15	54,50	70410,12
Л1	ЗКТП	1	0,025	480,380	0,96	0,28	АВВГ	50	0,62	0,0625	12,745	3,35	10,73	13864,45

Таблица 2.28 – Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л2 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Л2	1	4	0,12	92,429	0,96	0,28	А-35	35	0,92	0,308	18,624	4,90	2,83	3655,07
Л2	ЗКТП	1	0,025	92,429	0,96	0,28	АВВГ	50	0,62	0,0625	2,452	0,65	0,40	512,92

Таблица 2.29 – Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л4 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Л4	1	3	0,04	92,429	0,96	0,28	СИП-2	16	1,96	0,0846	12,201	3,21	2,01	2595,63
Л4	ЗКТП	1	0,04	141,809	0,96	0,28	АВВГ	16	1,98	0,085	18,909	4,98	4,78	6173,18

Таблица 2.30 – Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ ЛЗ ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ЛЗ	10	11	0,042	63,308	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	2,932	0,77	0,32	417,32
ЛЗ	9	10	0,041	92,429	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	4,179	1,10	0,67	869,52
ЛЗ	8	9	0,046	117,753	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	5,973	1,57	1,23	1582,70
ЛЗ	7	8	0,045	141,809	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	7,037	1,85	1,74	2244,20
ЛЗ	6	7	0,043	158,270	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	7,504	1,98	2,07	2671,86
ЛЗ	5	6	0,044	178,528	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	8,662	2,28	2,69	3479,36
ЛЗ	4/3	4/4	0,034	63,308	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	2,373	0,62	0,26	338,50
ЛЗ	4/2	4/3	0,044	92,429	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	4,484	1,18	0,72	932,82
ЛЗ	4/1	4/2	0,049	117,753	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	6,362	1,67	1,30	1684,77
ЛЗ	4	4/1	0,05	141,809	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	7,818	2,06	1,93	2494,85
ЛЗ	2	4	0,096	240,570	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	25,466	6,70	10,67	13781,76
ЛЗ	1	2	0,03	257,663	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	8,524	2,24	3,82	4940,61
ЛЗ	ЗКТП	1	0,05	283,113	0,96	0,28	АВВГ	50	0,62	0,0625	15,022	3,95	7,45	9630,57

Таблица 2.31 – Расчет потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л5 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔP _л , кВт	ΔW _л , кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Л5	11	12	0,042	92,429	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	4,281	1,13	0,69	890,19
Л5	10	11	0,038	117,753	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	4,934	1,30	1,01	1307,50
Л5	9	10	0,04	141,809	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	6,255	1,65	1,54	1994,85
Л5	8	9	0,042	141,809	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	6,568	1,73	1,62	2095,62
Л5	7	8	0,054	158,270	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	9,424	2,48	2,60	3355,32
Л5	6	7	0,054	190,557	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	11,347	2,99	3,77	4864,38
Л5	5	6	0,048	227,908	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	12,063	3,17	4,79	6184,80
Л5	5/2	5/4	0,083	117,753	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	10,777	2,84	2,21	2855,32
Л5	5/1	5/2	0,038	141,809	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	5,942	1,56	1,47	1895,36
Л5	5	5/1	0,052	158,270	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	9,075	2,39	2,50	3231,29
Л5	4	5	0,044	292,482	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	14,191	3,73	7,23	9337,28
Л5	3	4	0,03	303,877	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	10,052	2,65	5,32	6872,15
Л5	1	3	0,045	318,058	0,96	0,28	СИП-2	50	0,64	0,0794	15,782	4,15	8,74	11292,08
Л5	ЗКТП	1	0,025	318,058	0,96	0,28	АВВГ	50	0,62	0,0625	8,438	2,22	4,70	6077,57

3 Практическая часть

3.1 Проект сети после реконструкции. Выбор новых сечений ЛЭП. Перераспределение нагрузок микрорайона по подстанциям с учетом новых ТП

Расчеты, проведенные в главе 2, показали, что требуется замена проводов на провода с большим сечением. Как минимум, требуются провода СИП-2 3x95+1x50, допустимость применения которых проверим расчетом и определим суммарные потери напряжения по участкам сети. Для этого проведем аналогичные расчеты потерь мощности и напряжения по аналогии, и результаты сведем в таблицы 3.1-3.5.

Суммарные потери мощности составляют при этом 122,98 кВт, что говорит о том, что увеличение сечений проводов при увеличении нагрузки на электроотопление помогло снизить потери примерно в два раза.

На основании результатов расчетов указанных таблиц 3.1-3.5 находим потери напряжения до самых удаленных точек участков:

– до наиболее удаленной точки Л1 (опора 23):

$$\begin{aligned}\Delta U_{Л1.max} &= \Delta U_{22-23} + \Delta U_{21-22} + \Delta U_{17-21} + \Delta U_{16-17} + \Delta U_{15-16} + \Delta U_{14-15} + \\ &+ \Delta U_{11-14} + \Delta U_{9-11} + \Delta U_{6-9} + \Delta U_{5-6} + \Delta U_{1-5} + \Delta U_{ЗКТП-1} = 0,17+0,48+ \\ &+ 0,63+1,02+1,14+1,11+3,82+2,67+5,21+3,23+8,85+1,8 = 30,13\% > 10\%.\end{aligned}$$

– до наиболее удаленной точки Л2 (опора 4):

$$\Delta U_{Л2.max} = \Delta U_{1-4} + \Delta U_{ЗКТП-1} = 1,66+0,35 = 2,01\% < 10\%;$$

– до наиболее удаленной точки Л3 (опора 12):

$$\begin{aligned}\Delta U_{Л3.max} &= \Delta U_{10-11} + \Delta U_{9-10} + \Delta U_{8-9} + \Delta U_{7-8} + \Delta U_{6-7} + \Delta U_{5-6} + \\ &+ \Delta U_{2-4} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{ЗКТП-1} = \\ &= 0,40+0,57+0,81+0,96+1,02+1,18+3,46+1,16+2,12 = 11,68\% > 10\%;\end{aligned}$$

Таблица 3.1 – Расчет потерь напряжения, мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л1 ЗТП 3-19-31-75 после реконструкции с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Тип провода/кабеля	Сечение, мм2	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔРл, кВт	ΔWл, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Л1	22	23	0,018	63,308	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	0,648	0,17	0,07	89,15
Л1	21	22	0,035	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,84	0,48	0,29	370,80
Л1	17	21	0,036	117,753	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,411	0,63	0,48	618,87
Л1	35	38	0,124	63,308	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,466	1,18	0,48	616,28
Л1	34	35	0,036	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,893	0,50	0,30	381,14
Л1	17	34	0,02	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,052	0,28	0,16	211,89
Л1	16	17	0,038	178,528	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,859	1,02	1,16	1502,60
Л1	15	16	0,04	190,557	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,336	1,14	1,39	1801,05
Л1	14	15	0,035	211,701	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,215	1,11	1,51	1945,75
Л1	11	14	0,112	227,908	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	14,52	3,82	5,59	7215,82
Л1	9	11	0,074	240,570	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	10,127	2,67	4,11	5311,41
Л1	6	9	0,135	257,663	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	19,787	5,21	8,60	11116,37
Л1	26	35	0,1	63,308	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,601	0,95	0,39	497,42
Л1	31	32	0,04	63,308	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,441	0,38	0,15	198,97
Л1	30	31	0,036	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,893	0,50	0,30	381,14
Л1	29	30	0,032	141,809	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,581	0,68	0,62	798,46
Л1	28	29	0,028	178,528	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,844	0,75	0,86	1107,24
Л1	27	28	0,031	190,557	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,36	0,88	1,08	1396,65
Л1	26	27	0,028	211,701	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,372	0,89	1,21	1556,86
Л1	25	26	0,052	283,113	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	8,374	2,20	4,00	5169,29
Л1	24	25	0,028	292,482	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,659	1,23	2,30	2970,31
Л1	6	24	0,015	318,058	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,714	0,71	1,46	1882,44
Л1	5	6	0,046	468,351	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	12,255	3,23	9,69	12515,60
Л1	1	5	0,123	480,380	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	33,611	8,85	27,25	35205,71
Л1	ЗТП	1	0,025	480,380	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	6,832	1,80	5,54	7155,10

Таблица 3.2 – Расчет потерь напряжения, мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л2 ЗТП 3-19-31-75 после реконструкции с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Л2	1	4	0,12	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	6,309	1,66	0,98	1271,33
Л2	ЗКТП	1	0,025	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,314	0,35	0,21	264,86

Таблица 3.3 – Расчет потерь напряжения, мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л4 ЗТП 3-19-31-75 после реконструкции с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Л4	1	3	0,04	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,103	0,55	0,33	423,78
Л4	ЗКТП	1	0,04	141,809	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,227	0,85	0,77	997,42

Таблица 3.4 – Расчет потерь напряжения, мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ ЛЗ ЗТП 3-19-31-75 после реконструкции с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ЛЗ	10	11	0,042	63,308	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,513	0,40	0,16	209,30
ЛЗ	9	10	0,041	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,156	0,57	0,34	434,11
ЛЗ	8	9	0,046	117,753	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,081	0,81	0,61	790,70
ЛЗ	7	8	0,045	141,809	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,63	0,96	0,87	1122,75
ЛЗ	6	7	0,043	158,270	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,871	1,02	1,03	1335,93
ЛЗ	5	6	0,044	178,528	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,468	1,18	1,35	1739,03
ЛЗ	4/3	4/4	0,034	63,308	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,224	0,32	0,13	169,25
ЛЗ	4/2	4/3	0,044	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,313	0,61	0,36	466,41
ЛЗ	4/1	4/2	0,049	117,753	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,282	0,86	0,65	842,38
ЛЗ	4	4/1	0,05	141,809	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,033	1,06	0,97	1246,78
ЛЗ	2	4	0,096	240,570	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	13,137	3,46	5,33	6891,53
ЛЗ	1	2	0,03	257,663	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,397	1,16	1,91	2470,30
ЛЗ	ЗКТП	1	0,05	283,113	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	8,052	2,12	3,85	4970,32

Таблица 3.5 – Расчет потерь напряжения, мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л5 ЗТП 3-19-31-75 после реконструкции с учетом электроотопления

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Л5	11	12	0,042	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,208	0,58	0,34	444,45
Л5	10	11	0,038	117,753	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,545	0,67	0,51	653,75
Л5	9	10	0,04	141,809	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,227	0,85	0,77	997,42
Л5	8	9	0,042	141,809	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,388	0,89	0,81	1047,81
Л5	7	8	0,054	158,270	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,862	1,28	1,30	1678,31
Л5	6	7	0,054	190,557	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	5,853	1,54	1,88	2431,54
Л5	5	6	0,048	227,908	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	6,223	1,64	2,39	3091,76
Л5	5/2	5/4	0,083	117,753	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	5,56	1,46	1,11	1427,66
Л5	5/1	5/2	0,038	141,809	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,065	0,81	0,73	948,33
Л5	5	5/1	0,052	158,270	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,682	1,23	1,25	1615,00
Л5	4	5	0,044	292,482	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	7,321	1,93	3,61	4668,00
Л5	3	4	0,03	303,877	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	5,186	1,37	2,66	3435,43
Л5	1	3	0,045	318,058	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	8,142	2,14	4,37	5646,04
Л5	ЗКТП	1	0,025	318,058	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,523	1,19	2,43	3136,98

– до наиболее удаленной точки Л4 (опора 3):

$$\Delta U_{Л4.\max} = \Delta U_{1-3} + \Delta U_{ЗКТП-1} = 0,55+0,85 = 1,4 \% < 10\%;$$

– до наиболее удаленной точки Л5 (опора 10):

$$\begin{aligned} \Delta U_{Л5.\max} &= \Delta U_{11-12} + \Delta U_{10-11} + \Delta U_{9-10} + \Delta U_{8-9} + \Delta U_{7-8} + \Delta U_{6-7} + \\ &+ \Delta U_{5-6} + \Delta U_{4-5} + \Delta U_{3-4} + \Delta U_{1-3} + \Delta U_{ЗКТП-1} = \\ &= 0,58+0,67+0,85+0,89+1,28+1,54+1,64+1,93+1,37+2,14+1,19 = \\ &= 14,08 \% > 10\%. \end{aligned}$$

Суммарные потери напряжения в линиях с нечетными номерами (Л1, Л3, Л5), т.е. наиболее протяженных, являются недопустимыми. Поэтому увеличим сечения проводов СИП-2 и повторим расчеты (таблицы 3.6-3.10).

Проверяем потери напряжения:

– до наиболее удаленной точки Л3 (опора 12):

$$\begin{aligned} \Delta U_{Л3.\max} &= \Delta U_{10-11} + \Delta U_{9-10} + \Delta U_{8-9} + \Delta U_{7-8} + \Delta U_{6-7} + \Delta U_{5-6} + \\ &+ \Delta U_{2-4} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{ЗКТП-1} = \\ &= 0,17+0,24+0,35+0,41+0,43+0,50+1,47+0,49+0,90 = 4,96 \% < 10\%; \end{aligned}$$

– до наиболее удаленной точки Л5 (опора 10):

$$\begin{aligned} \Delta U_{Л5.\max} &= \Delta U_{11-12} + \Delta U_{10-11} + \Delta U_{9-10} + \Delta U_{8-9} + \Delta U_{7-8} + \Delta U_{6-7} + \\ &+ \Delta U_{5-6} + \Delta U_{4-5} + \Delta U_{3-4} + \Delta U_{1-3} + \Delta U_{ЗКТП-1} = \\ &= 0,25+0,29+0,36+0,38+0,54+0,66+0,70+0,82+0,58+0,91+0,51 = \\ &= 5,98 \% < 10\%; \end{aligned}$$

Таблица 3.6 – Расчет потерь напряжения, мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л1 ЗТП 3-19-31-75 после реконструкции с учетом электроотопления, при увеличении сечений проводов СИП-2

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔРл, кВт	ΔWл, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	7	8	8	9	9	10	10	11
Л1	22	23	0,018	63,308	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	0,276	0,07	0,03	34,88
Л1	21	22	0,035	92,429	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	0,782	0,21	0,11	144,70
Л1	17	21	0,036	117,753	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,025	0,27	0,19	241,60
Л1	35	38	0,124	63,308	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,466	1,18	0,48	616,28
Л1	34	35	0,036	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,893	0,50	0,30	381,14
Л1	17	34	0,02	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,052	0,28	0,16	211,89
Л1	16	17	0,038	178,528	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,64	0,43	0,45	586,57
Л1	15	16	0,04	190,557	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,843	0,49	0,55	704,14
Л1	14	15	0,035	211,701	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,792	0,47	0,59	759,70
Л1	11	14	0,112	227,908	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	6,172	1,62	2,18	2819,14
Л1	9	11	0,074	240,570	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	4,304	1,13	1,61	2074,95
Л1	6	9	0,135	257,663	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	8,411	2,21	3,36	4342,41
Л1	26	35	0,1	63,308	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,601	0,95	0,39	497,42
Л1	31	32	0,04	63,308	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,441	0,38	0,15	198,97
Л1	30	31	0,036	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,893	0,50	0,30	381,14
Л1	29	30	0,032	141,809	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,581	0,68	0,62	798,46
Л1	28	29	0,028	178,528	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,844	0,75	0,86	1107,24
Л1	27	28	0,031	190,557	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,36	0,88	1,08	1396,65
Л1	26	27	0,028	211,701	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,372	0,89	1,21	1556,86
Л1	25	26	0,052	283,113	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	8,374	2,20	4,00	5169,29
Л1	24	25	0,028	292,482	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,659	1,23	2,30	2970,31
Л1	6	24	0,015	318,058	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,714	0,71	1,46	1882,44
Л1	5	6	0,046	468,351	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	5,209	1,37	3,78	4888,93
Л1	1	5	0,123	480,380	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	14,287	3,76	10,64	13752,05
Л1	ЗКТП	1	0,025	480,380	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	2,904	0,76	2,16	2794,60

Таблица 3.7 – Расчет потерь напряжения, мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л2 ЗТП 3-19-31-75 после реконструкции с учетом электроотопления, при увеличении сечений проводов СИП-2

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	7	8	8	9	9	10	10	11
Л2	1	4	0,12	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	6,309	1,66	0,98	1271,33
Л2	ЗКТП	1	0,025	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,314	0,35	0,21	264,86

Таблица 3.8 – Расчет потерь напряжения, мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л4 ЗТП 3-19-31-75 после реконструкции с учетом электроотопления, при увеличении сечений проводов СИП-2

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	7	8	8	9	9	10	10	11
Л4	1	3	0,04	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,103	0,55	0,33	423,78
Л4	ЗКТП	1	0,04	141,809	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,227	0,85	0,77	997,42

Таблица 3.9 – Расчет потерь напряжения, мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ ЛЗ ЗТП 3-19-31-75 после реконструкции с учетом электроотопления, при увеличении сечений проводов СИП-2

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	7	8	8	9	9	10	10	11
ЛЗ	10	11	0,042	63,308	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	0,643	0,17	0,06	81,40
ЛЗ	9	10	0,041	92,429	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	0,916	0,24	0,13	169,25
ЛЗ	8	9	0,046	117,753	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,31	0,35	0,24	308,79
ЛЗ	7	8	0,045	141,809	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,543	0,41	0,34	437,99
ЛЗ	6	7	0,043	158,270	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,646	0,43	0,40	521,97
ЛЗ	5	6	0,044	178,528	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,899	0,50	0,53	679,59
ЛЗ	4/3	4/4	0,034	63,308	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,224	0,32	0,13	169,25
ЛЗ	4/2	4/3	0,044	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,313	0,61	0,36	466,41
ЛЗ	4/1	4/2	0,049	117,753	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,282	0,86	0,65	842,38
ЛЗ	4	4/1	0,05	141,809	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,033	1,06	0,97	1246,78
ЛЗ	2	4	0,096	240,570	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	5,584	1,47	2,08	2691,24
ЛЗ	1	2	0,03	257,663	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,869	0,49	0,75	965,12
ЛЗ	ЗКТП	1	0,05	283,113	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	3,423	0,90	1,50	1941,88

Таблица 3.10 – Расчет потерь напряжения, мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л5 ЗТП 3-19-31-75 после реконструкции с учетом электроотопления, при увеличении сечений проводов СИП-2

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	ΔU , %	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta W_{л}$, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	7	8	8	9	9	10	10	11
Л5	11	12	0,042	92,429	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	0,939	0,25	0,14	174,42
Л5	10	11	0,038	117,753	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,082	0,29	0,20	255,82
Л5	9	10	0,04	141,809	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,372	0,36	0,30	390,18
Л5	8	9	0,042	141,809	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,44	0,38	0,32	409,56
Л5	7	8	0,054	158,270	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	2,067	0,54	0,51	655,04
Л5	6	7	0,054	190,557	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	2,488	0,66	0,74	949,62
Л5	5	6	0,048	227,908	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	2,645	0,70	0,94	1208,02
Л5	5/2	5/4	0,083	117,753	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	5,56	1,46	1,11	1427,66
Л5	5/1	5/2	0,038	141,809	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,065	0,81	0,73	948,33
Л5	5	5/1	0,052	158,270	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,682	1,23	1,25	1615,00
Л5	4	5	0,044	292,482	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	3,112	0,82	1,41	1824,30
Л5	3	4	0,03	303,877	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	2,204	0,58	1,04	1342,39
Л5	1	3	0,045	318,058	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	3,461	0,91	1,71	2205,44
Л5	ЗКТП	1	0,025	318,058	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,923	0,51	0,95	1224,82

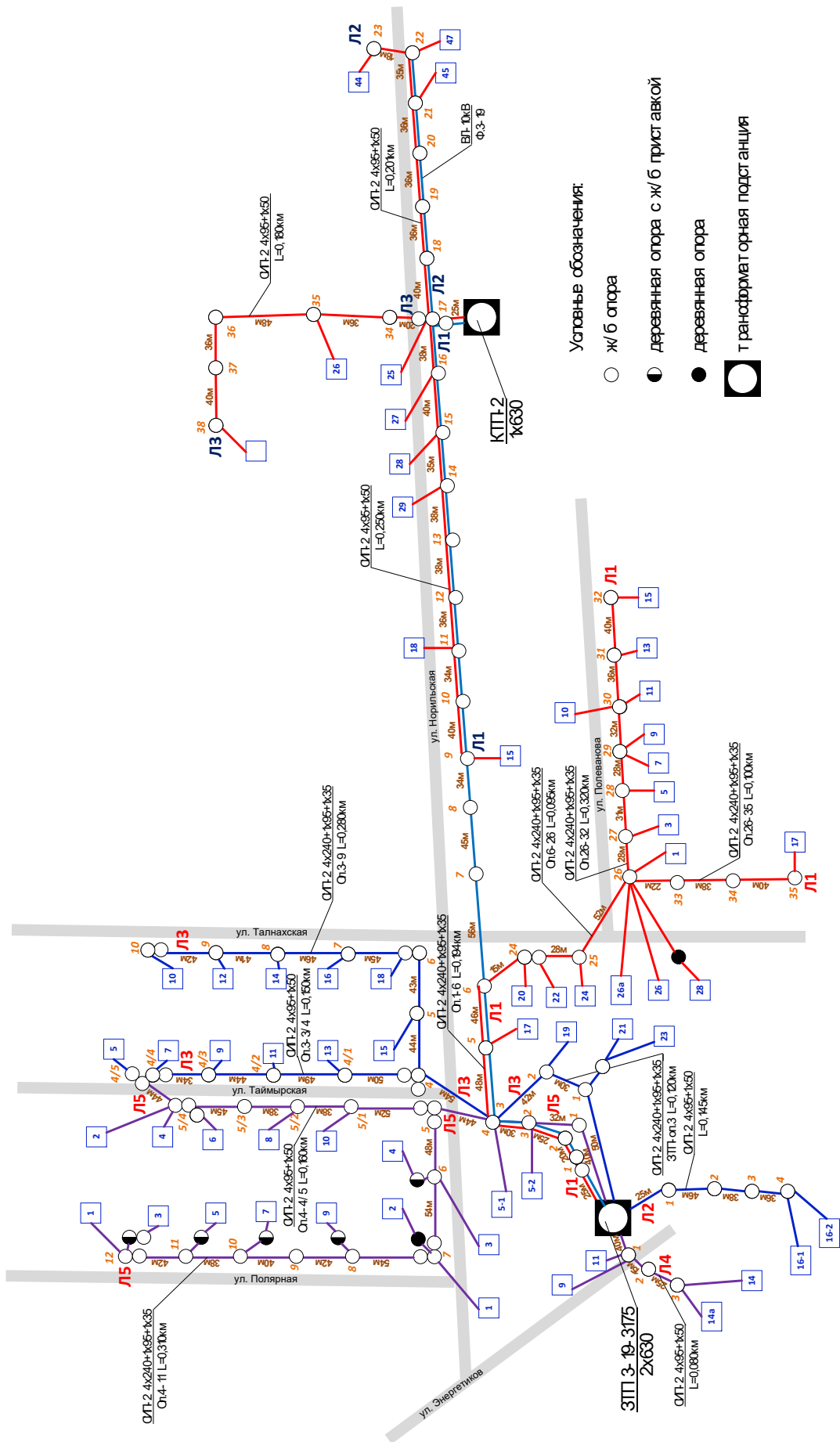
– до наиболее удаленной точки Л1 (опора 23):

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{Л1.max}} &= \Delta U_{22-23} + \Delta U_{21-22} + \Delta U_{17-21} + \Delta U_{16-17} + \Delta U_{15-16} + \Delta U_{14-15} + \\ &+ \Delta U_{11-14} + \Delta U_{9-11} + \Delta U_{6-9} + \Delta U_{5-6} + \Delta U_{1-5} + \Delta U_{\text{ЗТП-1}} = \\ &= 0,07+0,21+0,27+0,43+0,49+0,47+1,62+1,13+2,21+1,37+3,76+0,76 = \\ &= 12,80\% > 10\%.\end{aligned}$$

Как видно, увеличение сечения основных жил проводов СИП-2 до максимального (240 мм²) для линии Л1 не дало результата, т.к. потери напряжения остались в недопустимых пределах. Поэтому в этом случае для линии Л1 целесообразно оставить опоры 1-2-3-4-5-6-24-25-26-27-28-29-30-31-32, 26-33-34-35, т.е. ответвление, ближайшее к существующей подстанции. И поставить дополнительную подстанцию КТП-2, которая будет питать оставшихся потребителей по линиям, сооруженным на тех же существующих опорах. Новую КТП-2 установим вблизи опоры 17 бывшей линии Л1, от которой запитаем несколькими линиями удаленных от основной подстанции потребителей. Саму подстанцию КТП-2 запитаем отпайкой от СИП 10 кВ, который также проходит по опорам линии Л1 (совместная подвеска проводов).

Кроме того, в результате реконструкции все деревянные опоры заменяем на железобетонные. Все принятые технические решения отображаем на новой схеме (рисунок 3.1).

Сделаем расчеты для ЛЭП 0,4 кВ, отходящих от новой подстанции КТП-2 и новой нагрузки линии Л1, которая питается от ЗТП 3-19-31-75 (таблицы 3.11-3.13).



- Условные обозначения:
- ж/б опора
 - деревянная опора с ж/б приставкой
 - деревянная опора
 - ◻ трансформаторная подстанция

Рисунок 3.1 – Схема электрической сети после реконструкции

Таблица 3.11 – Расчет активной мощности по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л1 ЗТП 3-19-31-75 после реконструкции линии Л1 и линий Л1–Л3 от КТП-2

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Кол-во домов	K_0	Уст. мощность домов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л2 от КТП-2	22	23	1	1	40	40
Л2 от КТП-2	21	22	2	0,73	80	58,4
Л2 от КТП-2	17	21	3	0,62	120	74,4
Л2 от КТП-2	КТП-2	17	3	0,62	120	74,4
Л3 от КТП-2	35	38	1	1	40	40
Л3 от КТП-2	34	35	2	0,73	80	58,4
Л3 от КТП-2	17	34	2	0,73	80	58,4
Л3 от КТП-2	КТП-2	17	2	0,73	80	58,4
Л1 от КТП-2	11	9	1	1	40	40
Л1 от КТП-2	14	11	2	0,73	80	58,4
Л1 от КТП-2	15	14	3	0,62	120	74,4
Л1 от КТП-2	16	15	4	0,56	160	89,6
Л1 от КТП-2	17	16	5	0,5	200	100
Л1 от КТП-2	КТП-2	17	6	0,47	240	112,8
Л1 от ЗТП 3-19-3175	26	35	1	1	40	40
Л1 от ЗТП 3-19-3175	31	32	1	1	40	40
Л1 от ЗТП 3-19-3175	30	31	2	0,73	80	58,4
Л1 от ЗТП 3-19-3175	29	30	4	0,56	160	89,6
Л1 от ЗТП 3-19-3175	28	29	6	0,47	240	112,8
Л1 от ЗТП 3-19-3175	27	28	7	0,43	280	120,4
Л1 от ЗТП 3-19-3175	26	27	8	0,418	320	133,76
Л1 от ЗТП 3-19-3175	25	26	13	0,344	520	178,88
Л1 от ЗТП 3-19-3175	24	25	14	0,33	560	184,8
Л1 от ЗТП 3-19-3175	6	24	16	0,314	640	200,96
Л1 от ЗТП 3-19-3175	5	6	16	0,314	640	200,96
Л1 от ЗТП 3-19-3175	1	5	17	0,308	680	209,44
Л1 от ЗТП 3-19-3175	ЗКТП	1	17	0,308	680	209,44

Таблица 3.12 – Расчет полной, реактивной мощности и расчетного тока по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л1 ЗТП 3-19-31-75 после увеличения мощностей частных домов с учетом электроотопления и линий Л1–Л3 от КТП-2

Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Рр, кВт	Sp, кВА	Qp, кВар	Ip, А
1	2	3	4	5	6	7
Л2 от КТП-2	22	23	40,000	41,667	11,667	63,308
Л2 от КТП-2	21	22	58,400	60,833	17,033	92,429
Л2 от КТП-2	17	21	74,400	77,500	21,7	117,753
Л2 от КТП-2	КТП-2	17	74,400	77,500	21,7	117,753
Л3 от КТП-2	35	38	40,000	41,667	11,667	63,308
Л3 от КТП-2	34	35	58,400	60,833	17,033	92,429
Л3 от КТП-2	17	34	58,400	60,833	17,033	92,429
Л3 от КТП-2	КТП-2	17	58,400	60,833	17,033	92,429
Л1 от КТП-2	11	9	40,000	41,667	11,667	63,308
Л1 от КТП-2	14	11	58,400	60,833	17,033	92,429
Л1 от КТП-2	15	14	74,400	77,500	21,7	117,753
Л1 от КТП-2	16	15	89,600	93,333	26,133	141,809
Л1 от КТП-2	17	16	100,000	104,167	29,167	158,270
Л1 от КТП-2	КТП-2	17	112,800	117,500	32,9	178,528
Л1 от ЗТП 3-19-3175	26	35	40,000	41,667	11,667	63,308
Л1 от ЗТП 3-19-3175	31	32	40,000	41,667	11,667	63,308
Л1 от ЗТП 3-19-3175	30	31	58,400	60,833	17,033	92,429
Л1 от ЗТП 3-19-3175	29	30	89,600	93,333	26,133	141,809
Л1 от ЗТП 3-19-3175	28	29	112,800	117,500	32,9	178,528
Л1 от ЗТП 3-19-3175	27	28	120,400	125,417	35,117	190,557
Л1 от ЗТП 3-19-3175	26	27	133,760	139,333	39,013	211,701
Л1 от ЗТП 3-19-3175	25	26	178,880	186,333	52,173	283,113
Л1 от ЗТП 3-19-3175	24	25	184,800	192,500	53,9	292,482
Л1 от ЗТП 3-19-3175	6	24	200,960	209,333	58,613	318,058
Л1 от ЗТП 3-19-3175	5	6	200,960	209,333	58,613	318,058
Л1 от ЗТП 3-19-3175	1	5	209,440	218,167	61,087	331,480
Л1 от ЗТП 3-19-3175	ЗКТП	1	209,440	218,167	61,087	331,480

Таблица 3.13 – Расчет потерь напряжения, мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ по сегментам ЛЭП 0,4 кВ Л1 ЗТП 3-19-31-75 после реконструкции с учетом электроотопления и линий Л1–Л3 от КТП-2

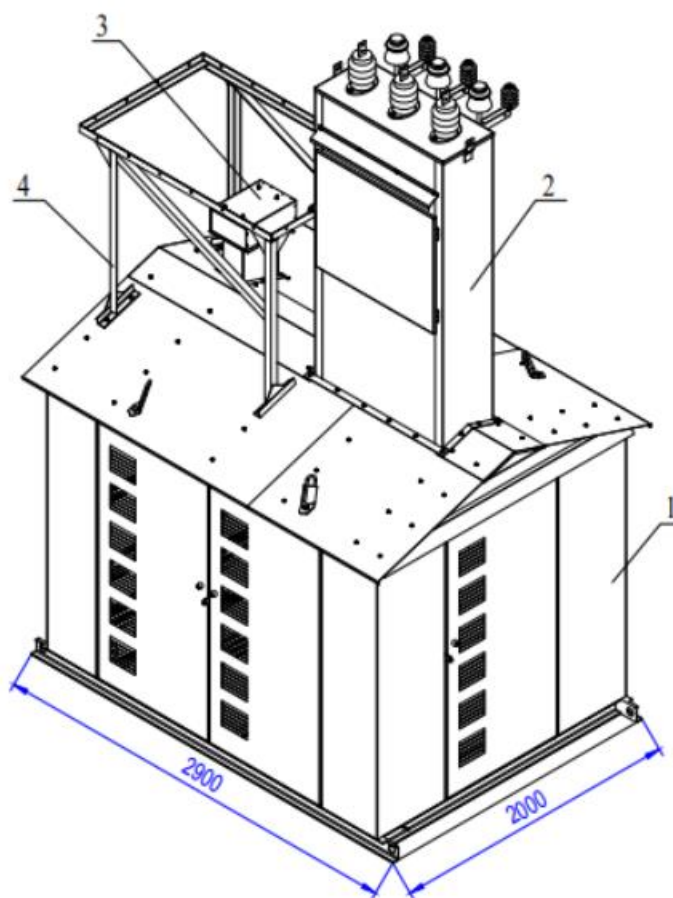
Линия	Номер опоры начала сегмента	Номер опоры конца сегмента	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Тип провода/кабеля	Сечение, мм ²	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %	ΔPл, кВт	ΔWл, кВт.ч
1	2	3	4	5	6	7	7	8	8	9	9	10	10	11
Л2 от КТП-2	22	23	0,018	63,308	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	0,648	0,17	0,07	89,15
Л2 от КТП-2	21	22	0,035	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,84	0,48	0,29	370,80
Л2 от КТП-2	17	21	0,036	117,753	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	2,411	0,63	0,48	618,87
Л2 от КТП-2	КТП-2	17	0,025	117,753	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,675	0,44	0,33	430,24
Л3 от КТП-2	35	38	0,124	63,308	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	4,466	1,18	0,48	616,28
Л3 от КТП-2	34	35	0,036	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,893	0,50	0,30	381,14
Л3 от КТП-2	17	34	0,02	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,052	0,28	0,16	211,89
Л3 от КТП-2	КТП-2	17	0,025	92,429	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	1,314	0,35	0,21	264,86
Л1 от КТП-2	11	9	0,074	63,308	0,96	0,28	СИП-2	120	0,25	0,0762	2,121	0,56	0,22	286,82
Л1 от КТП-2	14	11	0,112	92,429	0,96	0,28	СИП-2	120	0,25	0,0762	4,686	1,23	0,72	927,66
Л1 от КТП-2	15	14	0,035	117,753	0,96	0,28	СИП-2	120	0,25	0,0762	1,866	0,49	0,36	470,29
Л1 от КТП-2	16	15	0,04	141,809	0,96	0,28	СИП-2	120	0,25	0,0762	2,568	0,68	0,60	779,08
Л1 от КТП-2	17	16	0,038	158,270	0,96	0,28	СИП-2	120	0,25	0,0762	2,722	0,72	0,71	922,49
Л1 от КТП-2	КТП-2	17	0,025	178,528	0,96	0,28	СИП-2	120	0,25	0,0762	2,02	0,53	0,60	772,62
Л1 от ЗТП 3-19-3175	26	35	0,1	63,308	0,96	0,28	СИП-2	95	0,32	0,0758	3,601	0,95	0,39	497,42
Л1 от ЗТП 3-19-3175	31	32	0,04	63,308	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	0,612	0,16	0,06	77,52
Л1 от ЗТП 3-19-3175	30	31	0,036	92,429	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	0,805	0,21	0,12	148,58
Л1 от ЗТП 3-19-3175	29	30	0,032	141,809	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,097	0,29	0,24	311,37

Окончание таблицы 3.13

1	2	3	4	5	6	7	7	8	8	9	9	10	10	11
Л1 от ЗТП 3-19-3175	28	29	0,028	178,528	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,209	0,32	0,34	432,82
Л1 от ЗТП 3-19-3175	27	28	0,031	190,557	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,428	0,38	0,42	545,22
Л1 от ЗТП 3-19-3175	26	27	0,028	211,701	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,433	0,38	0,47	608,53
Л1 от ЗТП 3-19-3175	25	26	0,052	283,113	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	3,56	0,94	1,56	2019,40
Л1 от ЗТП 3-19-3175	24	25	0,028	292,482	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,98	0,52	0,90	1160,22
Л1 от ЗТП 3-19-3175	6	24	0,015	318,058	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	1,154	0,30	0,57	735,15
Л1 от ЗТП 3-19-3175	5	6	0,046	318,058	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	3,538	0,93	1,75	2254,54
Л1 от ЗТП 3-19-3175	1	5	0,123	331,480	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	9,858	2,59	5,07	6547,86
Л1 от ЗТП 3-19-3175	ЗКТП	1	0,025	331,480	0,96	0,28	СИП-2	240	0,125	0,07	2,004	0,53	1,03	1330,76

По результатам расчетов нагрузки линий Л1–Л3, для новой подстанции КТП-2 расчетная полная мощность подстанции составила 474 кВА, следовательно, можно выбрать трансформатор мощностью 630 кВА.

Выбираем КТП-К-Т(ВВ)-630/10/0,4-14-У1 тупиковую КТП киоскового типа с трансформатором типа ТМГ-630/10, схема Y/Y-0 [26]. Количество отходящих линий – 3 шт. Общий вид КТП-2 типа КТП-К-Т(ВВ)-630/10/0,4-14-У1 показан на рисунке 3.2.



1 – отсек РУВН; 2 – воздушный высоковольтный ввод; 3 – воздушный низковольтный вывод; 4 – отсек РУНН

Рисунок 3.2 – Общий вид КТП-К-Т(ВВ)-630/10/0,4-14-У1

При выбранной конфигурации сети потери напряжения в линиях не превышают установленных нормативов:

$$\Delta U_{\max(\text{Л1 от ЗТП 3-19-3175})} = 0,16+0,21+0,29+0,32+0,38+0,38+0,94+0,52+0,30+0,93+2,59+0,53=7,55\%;$$

$$\Delta U_{\max(\text{Л1 от КТП-2})} = 0,56+1,23+0,49+0,68+0,72+0,53+0,95 = 5,15 \%;$$

$$\Delta U_{\max(\text{Л2 от КТП-2})} = 1,18+0,50+0,28+0,35 = 1,73 \%;$$

$$\Delta U_{\max(\text{Л3 от КТП-2})} = 0,17+0,48+0,63+0,44 = 2,30 \%.$$

Таким образом, выполнены значительные изменения в конфигурации рассматриваемой сети микрорайона, начиная от замены сечения проводов и заканчивая установкой новой КТП.

3.2 Анализ существующего электропотребления района

Существующее электропотребление микрорайона может быть определено через расчетные нагрузки подстанций P_p , кВт, согласно расчетным таблицам 2.1-2.10:

$$W = P_p \cdot T_M. \quad (3.1)$$

Соответственно для потребителей, по каждой подстанции можно посчитать электропотребление (таблица 3.14).

Таблица 3.14 – Расчет существующего электропотребления микрорайона

КТП	P_p , кВт	W , кВт.ч
1	2	3
ЗТП 3-19-3175	324,75	844350

3.3 Анализ электропотребления района после перевода на электроотопление

Расчет электропотребления микрорайона после перевода на электроотопление производим аналогично, как в п.3.2. Результат заносим в таблицу 3.15.

Таблица 3.15 – Расчет электропотребления микрорайона после перевода на электроотопление

КТП	Pp, кВт	W, кВт.ч
1	2	3
ЗТП 3-19-3175	215,037	559096
КТП-2	474,0	1232400
	Итого	1791496

Анализ таблиц 3.14-3.15 показывает, что после перевода на электроотопление электропотребления микрорайона может вырасти практически в два раза.

3.4 Оценка экономической эффективности перевода потребителей на электроотопление

При электроотоплении у потребителя наивысшая мотивация в экономии и рациональном использовании тепловой энергии, так как он непосредственно контролирует свои затраты и у него есть средства контроля за температурой в каждом помещении.

Не зная цен на уголь в регионе и транспортные издержки его перевозки трудно сделать правильный вывод, что эффективнее. Ведь уголь нужно купить, загрузить, привезти, выгрузить, сложить в сарае. Сам уголь гореть не будет. Для растопки нужны дрова.

Для оценки экономической эффективности перевода потребителей на электроотопление необходимо сравнить, что будет выгоднее: отапливать дом углем и какие будут при этом затраты, либо отапливать дом с помощью электродкотлов.

Поскольку, как указывалось, пилотного проекта на переход на электроотопление в г. Минусинск не существует, то возьмем для сравнения два тарифа на электроэнергию для Красноярского края по состоянию на 1 полугодие 2024 года:

– 2,28 руб./кВт.ч – для электропотребителей с водонагревателями и электроплитами;

– 3,25 руб./кВт.ч – для электропотребителей без водонагревателей и электроплит.

В денежном выражении величина платы за электрическую энергию по всем потребителям в существующей сети будет равна:

$$П_1 = 3,25 * 844350 = 2744138 \text{ руб.}$$

Из полученной суммы доля на отопление составляет 0 руб.

Согласно расчетным таблицам, всего потребителей в районе 63 ед. В среднем за отопительный период на один дом площадью 120 м² расходуется до 10 т. угля и на растопку дрова (7500 руб.), и при стоимости тонны угля 3500 руб. (по состоянию на начало 2024 года) получаем на отопление

$$П_1 = 63 * 10 * 3500 + 63 * 7500 = 2677500 \text{ руб.}$$

В денежном выражении величина платы за электрическую энергию по всем потребителям при использовании электроотопления (электродкотлов):

$$П_2 = 2,28 * 1791496 = 4084611 \text{ руб.}$$

Из полученной суммы доля на электроотопление составляет ориентировочно $25/40=0,625$ при использовании электродкотлов или

$$\Pi_2 = 0,625 * 4084611 = 2552882 \text{ руб.}$$

Величина экономического эффекта при использовании электродкотлов составит:

$$\Xi = \Pi_1 - \Pi_2 = 2677500 - 2552882 = 124618 \text{ руб.}$$

Таким образом, потенциальный экономический эффект при переходе на электроотопление (при использовании электродкотлов) потребителей микрорайона в сравнении с угольным отоплением составит порядка 124,618 тыс. руб./год, а на одного потребителя сокращение оплаты в среднем получается около 2 тыс.руб./год.

Если сравнивать всю потребленную энергию, т.е. в первом случае расход электроэнергии и тепловой энергии, а во втором случае только расход электроэнергии, то потенциальный экономический эффект может составить:

$$\begin{aligned} \Xi_{\text{п}} &= \Pi_1 + \Pi_1 - \Pi_2 = 2744138 + 2677500 = \\ &= 5421638 - 4084611 = 1337027 \text{ руб.} \end{aligned}$$

При таком сравнении потенциальный экономический эффект получаем порядка 1337 тыс. руб./год, а на одного потребителя сокращение оплаты в среднем получается около 21 тыс.руб./год.

Таким образом, экономический эффект при использовании электродкотлов выше при сниженном тарифе, чем при сжигании угля. Если пилотный проект для микрорайона будет принят, а тариф окажется более привлекательным, чем приведенный выше в расчетах, то экономия может оказаться еще больше.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом выполнения бакалаврской работы является реконструкция системы электроснабжения микрорайона Северный г. Минусинска в связи с переводом потребителей на электрическое отопление.

В теоретической части рассмотрена характеристика объекта, подстанции и сетей, питающих рассматриваемый микрорайон, а также особенности перевода потребителей жилых районов на электроотопление.

В аналитической части произведен расчет электрических нагрузок жилого микрорайона до перевода на электроотопление, произведена проверка допустимой загрузки трансформаторов существующих ТП, пропускной способности электрических сетей микрорайона. Рассчитаны потери электроэнергии и мощности в линиях электропередач.

В практической части представлен проект сети после реконструкции: выбор новых подстанций и ЛЭП, перераспределение нагрузок по подстанциям с учетом новых ТП. Проведен анализ существующего электропотребления микрорайона и анализ существующего электропотребления микрорайона на основе предыдущих расчетов. Рассчитаны потери электроэнергии, а также произведена итоговая оценка эффективности перевода потребителей на электроотопление.

Практическая значимость ВКР заключается в том, что данные исследования и полученные результаты позволят улучшить экологию Минусинска и Красноярского края путем привлекательного тарифного стимулирования собственников частных жилых домов при использовании электроотопления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абакан и Минусинск вошли в тройку самых загрязненных городов : сайт / Пульс Хакасии. – URL: <https://pulse19.ru/172071-abakan-i-minusinsk-voshli-v-trojku-samyh-zagrjaznennyh-gorodov/> (дата обращения 20.04.2024).
2. В Минусинске начали переводить частные дома на альтернативные источники тепла : сайт / Комсомольская правда. – URL: <https://www.krsk.kp.ru/online/news/5663826/> (дата обращения 20.04.2024).
3. Вопросов больше, чем ответов: Экология Красноярского края : сайт / Парламентская газета. – URL: <https://www.pnp.ru/top/site/ekologiya-krasnoyarskogo-kraja-voprosov-bolshe-chem-otvetov.html> (дата обращения 20.04.2024).
4. 11 самых грязных городов в России 2024 год. – URL: https://dzen.ru/a/Zc8_U14QSl_a_66d9 (дата обращения 20.04.2024).
5. Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды в Красноярском крае в 2022 году» : сайт / В контакте. – URL: https://vk.com/wall229520635_5126 (дата обращения 20.04.2024).
6. Власти рассказали о переводе частных домов с печного на электроотопление : сайт / Хакасия. Республиканское интернет-издание. – URL: <https://gazeta19.ru/index.php/v-khakasii/item/78388-vlasti-rasskazali-o-perevode-chastnykh-domov-s-pechnogo-na-elektrootoplenie> (дата обращения 20.04.2024).
7. В Минусинске частный сектор переведут на экологичные виды отопления : сайт / Национальные проекты. – <https://xn--80aarpampemcchfmo7a3c9ehj.xn--p1ai/news/v-minusinske-chastnyy-sektor-perevedut-na-ekologichnye-vidy-otopleniya> (дата обращения 20.04.2024).
8. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии [Текст] : учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 4-е изд., стер. – М. : КНОРУС, 2014. – 648 с.
9. Перевод частных домовладений с печного на электроотопление : сайт / Официальный сайт Россети Сибирь. – URL: <https://www.rosseti->

sib.ru/elektrootoplenie/ (дата обращения 20.04.2024).

10. Костюченко, Л.П. Проектирование систем сельского электроснабжения: учеб. пособие / Л.П. Костюченко; Краснояр. гос. аграр. ун-т. -3-е изд., испр. и доп. - Красноярск, 2016. - 264 с.

11. Лещинская Т.Б. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства/ Т.Б. Лещинская, И.В. Наумов – М.: Изд-во БИБКМ – ТРАНСЛОГ, 2015. – 455 с.

12. О необходимости замены центрального отопления российских городов отоплением каждого дома индивидуально на основе электрического подогрева воды : сайт / AFTERSHOCK. – URL: <https://aftershock.news/?q=node/568914&full> (дата обращения 20.04.2024).

13. Подготовка пилотного проекта по переводу частных домов на электроотопление продолжается : сайт / Муниципальное образование город Минусинск. – URL: <https://minusinsk.info/podgotovka-pilotnogo-proekta-po-perevodu-chastnykh-domov-na-elektrootoplenie-prodolzhaetsya> (дата обращения 20.04.2024).

14. Постановление президиума правительства республики Хакасия от 11 августа 2022 г. № 147-п. «О внедрении на территории республики Хакасия пилотного проекта по переводу частных домовладений с печного отопления на электрическое отопление».

15. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Текст]. – М. : Энергия, 2013. – 348 с.

16. Правила устройства электроустановок [Текст] : утверждены Министерством энергетики Российской Федерации. – М. : Проспект, 2019. – 831 с.

17. Приказ Министерства тарифной политики Красноярского края № 53-э от 27.11.2023 «Об установлении тарифов на электрическую энергию, поставляемую публичным акционерным обществом «Красноярскэнергосбыт».

18. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей.

19. СП 256.1325800.2016 Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа (с Изменениями N 1, 2, 3).

20. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

21. СТО 34.01-3.2-011-2017 Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63-2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания.

22. Федотов А.И. Проектирование городских электрических сетей: учеб. пособие / А.И. Федотов, О.В. Наумов, Н.В. Чернова. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2015. – 108 с.

23. Хорошая альтернатива газу: Минприроды РФ высказалось о переводе частного сектора на электроотопление : сайт / СибДепо: Журнал о жизни в Кузбассе. – URL: <https://sibdepo.ru/news/horoshaya-initsiativa-gazu-minprirody-rf-vyskazalos-o-perevode-chastnogo-sektora-na-elektrootoplenie.html> (дата обращения 20.04.2024).

24. Электрическое отопление дома : сайт / ПРОФАЗУ.РУ. – URL: <https://profazu.ru/elektrooborudovanie/obogrev/elektricheskoe-otoplenie.html#i-5> (дата обращения 20.04.2024).

25. Электрическое отопление дома: какие нагревательные электроприборы эффективнее и экономичнее : сайт / Выставка домов «Малоэтажная страна». – URL: <https://m-strana.ru/articles/elektricheskoe-otoplenie-doma/> (дата обращения 20.04.2024).

26. КТП-К-Т(ВВ)-630/10/0,4-14-У1 киоскового типа : сайт / Ивановский электротехнический завод. – URL: <http://ekta-electric.ru/biblioteka/dokumentaciya-po-produkcii/tipovye-proekty/ktp-k-tvv-6301004-14-u1-kioskovogo-tipa-dlya-elektrosnabzheniya-zdaniya/> (дата обращения 20.04.2024).

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика, машиностроение и автомобильный транспорт»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись

А.С. Горопов
инициалы, фамилия

« 20 »

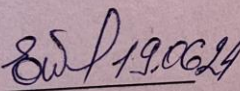
06

2024 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

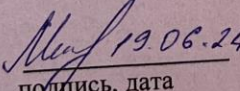
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Реконструкция системы электроснабжения мкр. Северный г. Минусинска
в связи с переводом потребителей на электрическое отопление
тема

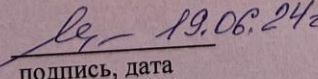
Руководитель 
подпись, дата

К.Т.Н., доцент
должность, ученая степень

Е. В. Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник 
подпись, дата

В. В. Михайлов
инициалы, фамилия

Нормоконтролер 
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2024