

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

« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Анализ эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 39-02

ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго»

тема

Руководитель _____
подпись, дата

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

Е. В. Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

А. А. Ондар-Бириней
инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2023

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

« _____ » _____ 2023 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту _____ Ондар-Бириней Айдын Аяс-ооловичу

(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн 18-01 (3-18)

Направление _____ 13.03.02

(код)

_____ Электроэнергетика и электротехника

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго»

Утверждена приказом по институту № _____ от _____

Руководитель ВКР Платонова Е. В., доцент кафедры ЭМиАТ

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР Поопорные схемы Ф. 39-02 на стороне 10 кВ и ТП 39-02-01, ТП 39-02-02, ТП 39-02-03 на стороне 0,4 кВ, балансы электроэнергии и их структура.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Содержание

1 Теоретическая часть

1.1 Общие сведения

1.2 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии

1.3 Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях

2 Характеристика объекта

3 Проектирование АИСКУЭ по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго»

4 Анализ потребления электроэнергии и потерь по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго»

5 Расчет технических и коммерческих потерь

5.1 Расчет технических потерь электроэнергии

5.2 Расчет коммерческих потерь электроэнергии

Заключение

Список использованных источников

Перечень обязательных листов графической части:

1 Поопорные схемы Ф. 39-02 на стороне 10 кВ и ТП 39-02-01, ТП 39-02-02, ТП 39-02-03 на стороне 0,4 кВ

2. Графики баланса и потерь электрической энергии на Ф. 39-02

3. Расчет технических потерь электроэнергии на Ф. 39-02

Руководитель ВКР

_____ / Е. В. Платонова

(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

_____ / А. А. Ондар-Бириней

(подпись, инициалы и фамилия студента)

« _____ » _____ 2023 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго»» содержит 70 страниц текстового документа, 32 использованных источника, 3 листа графического материала, приложений нет.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ, ФИДЕР, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОММЕРЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, АИСКУЭ.

Объект исследования – фидер 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тыва-энерго».

Предмет исследования – система коммерческого учета электроэнергии.

Целью бакалаврской работы является сравнение величины коммерческих потерь по фидеру 39-02 до и после установки АИСКУЭ

В теоретической части работы рассмотрены общие сведения, причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии, а также мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях.

В аналитической части работы произведен анализ потребления электроэнергии и потерь по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго», сделаны соответствующие выводы об изменении потребления электроэнергии по годам и месяцам в году.

В практической части произведен расчет технических и коммерческих потерь мощности и электрической энергии и сделаны выводы об эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго».

THE ABSTRACT

Final qualifying work on the topic "Analysis of the effectiveness of the implementation of AISKUE for feeder 39-02 Substation" Don-Terezin "Tyvaenergo JSC" contains 70 pages of a text document, 32 sources used, 3 sheets of graphic material, no applications.

DISTRIBUTION NETWORK, FEEDER, SUBSTATION, ELECTRIC VOLTAGE, COMMERCIAL AND TECHNICAL LOSSES OF POWER AND ELECTRICITY, SYSTEM OF COMMERCIAL METERING OF ELECTRICITY, AISKUE.

The object of the study is the feeder 39-02 of the Don-Terezin substation of Tyva-energo JSC.

The subject of the research is the system of commercial electricity metering.

The purpose of the bachelor's work is to analyze the effectiveness of the implementation of AISKUE for feeder 39-02 of the Substation "Don-Terezin" of JSC "Tyvaenergo".

In the theoretical part of the work, general information, the causes of commercial losses of electricity, as well as measures to reduce losses of electrical energy in distribution networks are considered.

In the analytical part of the work, an Analysis of electricity consumption and losses for the feeder 39-02 of the Don-Terezin substation of Tyvaenergo JSC was made, the corresponding conclusions were drawn about the change in electricity consumption by years and months of the year.

In the practical part, the calculation of technical and commercial losses of power and electric energy was made and conclusions were drawn about the effectiveness of the implementation of AISKUE for feeder 39-02 of the Don-Terezin Substation of Tyvaenergo JSC.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Теоретическая часть.....	9
1.1 Общие сведения.....	9
1.2 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии	11
1.3 Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях	16
2 Характеристика объекта	21
3 Проектирование АИСКУЭ по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго»	266
4 Анализ потребления электроэнергии и потерь по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго»	410
5 Расчет технических и коммерческих потерь.....	510
5.1 Расчет технических потерь электроэнергии.....	510
5.2 Расчет коммерческих потерь электроэнергии.....	621
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	676
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	687

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время невозможно адекватно отследить динамику потребления электроэнергии без применения элементарных электронных счетчиков электроэнергии. Кроме того, в совокупности с другими вспомогательными устройствами и каналами связи они должны образовывать единую систему контроля и сбора данных с энергопотребляющих объектов. Только в этом случае возможен наиболее точный коммерческий учет электроэнергии и отслеживание хищений электрической энергии.

Несанкционированное использование электроэнергии часто приводит к значительным коммерческим потерям, особенно в сетях 0,4 кВ. В основном к разного рода хищениям электроэнергии причастны бытовые потребители, особенно в частных домах, но есть случаи хищения электроэнергии промышленными и коммерческими предприятиями, особенно мелкими. Больше всего безучетное пользование электроэнергией увеличивается холодное время года, так как потребители начинают подключать обогреватели. [23].

Внедрение автоматизированных интеллектуальных систем коммерческого учета электро-энергии (АИСКУЭ) на различных объектах, в том числе в сельской местности, является достаточно актуальным, поскольку в реальном масштабе времени это позволяет считывать показания с первичных измерительных средств, установленных у абонентов. Практическая значимость связанных с этим исследований обусловлена тем, что предложенная та или иная конфигурация системы коммерческого учета электроэнергии может быть использована для внедрения АИСКУЭ на различных объектах.

Потеря отпускаемой электроэнергии в сеть на несанкционированное электропотребление является крупным финансовым убытком для сетевых компаний, препятствующим их инвестициям в завершение других важных проектов в электроэнергетическом секторе.

Снижение коммерческих потерь электрической энергии – сложная задача, которая при своем решении требует установления конкретных измерений на основе начального изучения энергетики и определения точной структуры потерь электроэнергии и их причин.

Объект исследования – фидер 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго».

Предмет исследования – система коммерческого учета электроэнергии.

Целью бакалаврской работы является сравнение величины коммерческих потерь по фидеру 39-02 до и после установки АИСКУЭ

Задачами ВКР выступают:

– рассмотреть общие сведения, причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии, а также мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях;

– произвести анализ потребления электроэнергии и потерь по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго», сделать соответствующие выводы об изменении потребления электроэнергии по годам и месяцам в году;

– рассчитать технические и коммерческие потери мощности и электрической энергии и сделать выводы об эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго».

1 Теоретическая часть

1.1 Общие сведения

При передаче электрической энергии в каждом элементе электрической сети возникают потери.

Фактические потери электрической энергии в электрических сетях определяется как разница между объемом электрической энергии, поставленной в электрическую сеть из других сетей или от производителей электрической энергии, и объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами, присоединенными к этой сети, а также переданной в другие сетевые организации.

С учётом физической природы и специфики методов определения количественных значений, фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

1) технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям.

2) расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала, определяемый по показаниям счетчиков, установленных на трансформаторах собственных нужд подстанций;

3) потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями их измерения (инструментальные потери);

4) коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии.

Сетевые организации обязаны оплачивать стоимость фактических по-

терь электрической энергии, возникших в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, за вычетом стоимости потерь, учтенных в ценах (тарифах) на электрическую энергию на оптовом рынке.

Потребители услуг, за исключением производителей электрической энергии, обязаны оплачивать в составе тарифа за услуги по передаче электрической энергии нормативные потери, возникающие при передаче электрической энергии по сети сетевой организацией, с которой соответствующими лицами заключен договор, за исключением потерь, включенных в цену (тариф) электрической энергии, в целях во избежание их двойного учета.

Нормативы технологических потерь устанавливаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2004 года № 861 и методикой расчета нормативных технологических потерь электроэнергии в электрических сетях [29, 31].

Технические потери электроэнергии можно рассчитать по законам электротехники, так же допустимы погрешности приборов учета – на основании их метрологических характеристик, а расход на собственные нужды подстанций определить по показаниям электросчетчиков.

Коммерческие потери невозможно измерить приборами и рассчитать по самостоятельным формулам. Они определяются математически как разность между фактическими и технологическими потерями электроэнергии и не подлежат включению в норматив потерь электроэнергии. Затраты, связанные с их оплатой, не компенсируются тарифным регулированием.

Применяемое определение «коммерческие» для этого вида потерь, подчеркивает связь убытка с процессом оборота товара, которым является электроэнергия. Потери электроэнергии, относимые к категории коммерческих, большей частью являются электропотреблением, которое по разным причинам не зафиксировано документально. Поэтому оно не учтено как отдача из сетей, и никому из потребителей не предъявлено к оплате.

Можно говорить о некорректности перекладывания на сетевые компании всей финансовой ответственности за коммерческие потери электроэнергии, поскольку причины их возникновения, а также эффективность их выявления и устранения зависят не только от электросетевых компаний. Но факт остается фактом: коммерческие потери электроэнергии являются «головной болью» в первую очередь сетевых организаций.

В то же время несовершенство законодательно правовой базы, отсутствие у сетевых предприятий прямых договорных отношений по энергоснабжению с потребителями. Недостаточное финансирование и невозможность значительного увеличения штата сотрудников, контролирующих электропотребление, ограничивает возможности сетевых организации для выявления и устранения причин возникновения коммерческих потерь электроэнергии.

1.2 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии

Величина коммерческих потерь электроэнергии зависит от значений других структурных показателей баланса электроэнергии. Чтобы узнать объем коммерческих потерь электроэнергии за определенный период, необходимо сначала составить баланс электроэнергии рассматриваемого участка электрической сети, определить фактические потери и рассчитать все составляющие технологических потерь электроэнергии. Дальнейшем анализ потерь электроэнергии помогает локализовать их участки и выявить причины их возникновения для последующего выбора мероприятий по их снижению.

Основные причины коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в следующие группы:

- 1) Инструментальные, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии.
- 2) Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям.
- 3) Несанкционированное электропотребление.

4) Погрешности расчета технологических потерь электроэнергии.

I. Работа измерительных комплексов электроэнергии сопровождается инструментальной погрешностью, величина которой зависит от фактических технических характеристик приборов учета и реальных условий их эксплуатации. Требования к измерительным приборам, установленные законодательными и нормативно–техническими документами, влияют в конечном итоге на максимально допустимую величину недоучета электроэнергии, которая входит в состав нормативных технологических потерь. Отклонение фактического недоучета электроэнергии от расчетного допустимого значения относится к коммерческим потерям.

Основные причины, приводящие к появлению коммерческих «инструментальных» потерь:

- перегрузка вторичных цепей измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН);
- низкий коэффициент мощности измеряемой нагрузки;
- влияние на счетчик электроэнергии магнитных и электромагнитных полей различной частоты;
- не симметрия и значительное падение напряжения во вторичных измерительных цепях;
- отклонения от допустимого температурного режима работы;
- недостаточный порог чувствительности счетчиков электроэнергии;
- завышенный коэффициент трансформации измерительных ТТ;
- систематические погрешности индукционных электросчетчиков.

Также на результат измерений влияют следующие факторы, наличие которых во многом определяется существующим в сетевой организации уровнем контроля состояния и правильности работы используемого парка приборов учета:

- сверхнормативные сроки службы измерительных комплексов;
- неисправность приборов учета;
- ошибки при монтаже приборов учета, в т. ч. неправильные схемы их

подключения, установка измерительных ТТ с различными коэффициентами трансформации в разные фазы одного присоединения и т.п.

До сих пор в эксплуатации имеются устаревшие, выработавшие свой ресурс индукционные электросчетчики класса точности 2,5. Причем такие приборы учета встречаются не только у потребителей – граждан, но и у потребителей - юридических лиц.

Согласно действовавшему до 2007 г. ГОСТ 6570-96 «Счетчики активной и реактивной энергии индукционные», срок эксплуатации счетчиков электроэнергии с классом точности 2,5 был ограничен первым меж поверочным интервалом, а с 01.07.97 выпуск счетчиков класса 2,5 прекращен [8]. ГОСТ Р 52320-2005 также потерял свою актуальность [9].

Индукционные счетчики класса точности 2,5 исключены из Государственного реестра средств измерений, они не производятся и не принимаются на поверку. Срок поверки для однофазного индукционного счетчика составляет 16 лет, а трехфазного – 4 года. Поэтому, по срокам меж поверочного интервала, трехфазные индукционные электросчетчики класса точности 2,5 не должны применяться для коммерческого учета электроэнергии уже несколько лет.

Действующий в настоящее время ГОСТ Р 52321-2005 (МЭК 62053-11:2003) распространяется на электромеханические (индукционные) счетчики ватт-часов классов точности 0,5; 1 и 2. Для индукционных электросчетчиков класса 2,5 в настоящее время нет действующих нормативных документов, устанавливающих метрологические требования [10].

Можно сделать вывод о том, что применение в настоящее время однофазных индукционных электросчетчиков с классом точности 2,5 в качестве средств измерения не соответствует положениям Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений" [30].

II. Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям обусловлены следующими факторами:

1. Искажения данных о фактических показаниях счетчиков электроэнергии на любом этапе операционного процесса. Сюда относятся ошибки при визуальном снятии показаний счетчиков, неточная передача данных, неправильный ввод информации в электронные базы данных и т.п.

2. Несоответствие информации о применяемых приборах учета, расчетных коэффициентах, их фактическим данным. Ошибки могут возникать уже на этапе заключения договора, а также при неточном внесении информации в электронные базы данных, их несвоевременной актуализации и т.п. Сюда же следует отнести случаи замены приборов учета без одновременного составления актов и фиксации показаний снятого и установленного счетчика, коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов.

3. Неурегулированные договорные условия в области электроснабжения и оказания услуг по передаче электроэнергии в отношении состава точек поставки, приборов учета и применяемых алгоритмов расчета потерь в электрооборудовании при их установке не на границе балансовой принадлежности. Подобные ситуации могут приводить не только к ошибкам в расчетах, особенно при смене владельца объекта, реструктуризации организаций - потребителей электроэнергии и т.п., но и к фактическому «бездоговорному» электроснабжению объектов в отсутствие официального внесения конкретных точек поставки в договоры энергоснабжения или оказания услуг по передаче электроэнергии.

4. Неодновременность снятия показаний приборов учета электроэнергии, как у потребителей, так и по точкам поступления электроэнергии в сеть (отдачи из сети).

5. Несоответствие календарных периодов выявления и включения неучтенной электроэнергии в объемы её передачи.

6. Установка приборов учета не на границе балансовой принадлежности сетей, неточности и погрешности применяемых алгоритмов расчета потерь электрической энергии в элементах сети от границы балансовой принадлежности до точки измерения, либо отсутствие таких алгоритмов для «дорасчета»

потерь электроэнергии.

7. Определение количества переданной электроэнергии расчетными методами в отсутствие приборов учета или его неисправности.

8. «Безучетное» электроснабжение, с определением количества потребленной электроэнергии по установленной мощности электроприемников, а также с применением других нормативно-расчетных методик. Такие случаи нарушают положения Федерального закона № 261 - ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" от 23.11.2009, в части оснащения приборами учета электрической энергии и их ввода в эксплуатацию [11].

9. Недостаточная оснащенность приборами учета электрической энергии границ балансовой принадлежности электрических сетей, в т.ч. с многоквартирными жилыми домами.

10. Наличие бесхозных сетей, отсутствие работы по установлению их балансодержателей.

11. Применение замещающей (расчетной) информации за время недоучета электроэнергии при неисправности прибора учета.

III. Несанкционированное электропотребление.

К данной категории следует отнести так называемые «хищения» электроэнергии, к которым относят несанкционированное присоединение к электрическим сетям, подключение электроприемников помимо электросчетчика, а также любые вмешательства в работу приборов учета и иные действия с целью занижений показаний счетчика электроэнергии. Сюда же следует отнести и несвоевременное сообщение в энергоснабжающую организацию о неисправностях приборов учета.

Несанкционированное электропотребление электроэнергии часто составляют основную долю коммерческих потерь, особенно в сети 0,4 кВ. Всевозможными способами хищений электроэнергии занимаются в большинстве своем бытовые потребители, особенно в частном жилом секторе, но имеются

случаи хищения электроэнергии промышленными и торговыми предприятиями, преимущественно небольшими.

Объемы хищений электроэнергии возрастают в периоды пониженной температуры воздуха, что свидетельствует о том, что основная часть не учитываемой электроэнергии в этот период расходуется на отопление.

IV. Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии.

Поскольку коммерческие потери – расчетная величина, получаемая математически, то погрешности определения технологического расхода электроэнергии имеют прямое влияние на значение коммерческих потерь. Погрешности расчетов технологических потерь обусловлены применяемой методикой расчетов, полнотой и достоверностью информации.

Точность расчетов нагрузочных потерь электроэнергии, проводимых методов оперативных расчетов или расчетных суток, несомненно выше, чем при расчетах по методу средних нагрузок или обобщенным параметрам сети. К тому же, реальные технические параметры элементов электрической сети зачастую имеют отклонения от справочных и паспортных значений, применяемых в расчетах, что связано с продолжительностью их эксплуатации и фактическим техническим состоянием электрооборудования. Информация о параметрах электрических режимов работы сети, расходах электроэнергии на собственные нужды, также не обладает идеальной достоверностью, а содержит некоторую долю погрешности. Все это определяет суммарную погрешность расчетов технологических потерь. Чем выше их точность, тем более точным будет и расчет коммерческих потерь электроэнергии [7].

1.3 Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях

Для объективного технически и экономически обоснованного выбора мероприятий по снижению потерь электрической энергии, а также для опре-

деления объемов финансирования сроков реализации должны разрабатываться и утверждаться схемы развития электрических сетей на расчетный период.

При разработке схем развития рассматриваются следующие вопросы и принимаются по ним решения [2–5].

I. Оптимизация схемных режимов.

Проводится анализ существующих схем в части построения городских электрических сетей: двухлучевая; петлевая; смешанная с выполнением электрических расчетов и с оценкой двух режимов электрических сетей - для условий годового максимума и минимума нагрузок с учетом определившихся за период эксплуатации точек токораздела в нормальном и в послеаварийном режимах. Рассчитываются потери электроэнергии в элементах сети, в линиях электропередачи, в трансформаторах. Определяется баланс активной и реактивной мощностей в узлах распределения потоков. Дается оценка эффективности работы сети по потерям электроэнергии, ее качеству у потребителя, загрузке сети реактивной мощностью и ее дефициту, надежности электроснабжения.

С учетом данных о росте нагрузок, существующих потребителей на расчетный период, данных о новых заявленных потребителях, планов городской застройки и перспективного развития формируется, дорабатывается схема развития на расчетный период, а так же ее принципы построения, уточняются точки токоразделов. Вновь выполняются электрические расчеты с оценкой двух режимов электрической сети - для условий годового максимума и минимума нагрузки с составлением нового баланса активной и реактивной мощностей в нормальном и послеаварийном режимах. По результатам электрических расчетов и данных полученных техническим аудитом, характеризующих физическое состояние электротехнического оборудования сетей, определяются объемы работ по его замене, по реконструкции и развитию электрических распределительных сетей, необходимых для приведения их к состоянию, при котором обеспечиваются оптимальные электрические потери, а также адаптация

сетей к растущим электрическим нагрузкам.

II. Перевод электрической сети (участков сети) на более высокий класс напряжения.

С появлением в жилищном секторе современных многоэтажных зданий, удельное потребление на квартиру в которых превышает 20 кВт, необходимо рассматривать вопрос электроснабжения этих зданий по схеме глубокого ввода, сводя тем самым к минимуму появление новых кабельных линий напряжением 0,38 кВ.

При выполнении электрических расчетов с учетом роста нагрузок необходимо рассматривать возможность перевода участков сети на более высокий класс напряжения. Особенно это касается зон комплексной массовой застройки. Перевод сети на более высокий класс напряжения должен рассматриваться одновременно с режимами работы нейтрали (глухозаземленная или эффективно заземленная через резистор), с такими режимами работы нейтрали имеют меньшие потери электроэнергии за счет отсутствия дополнительного оборудования, необходимого для компенсации больших емкостных токов.

III. Компенсация реактивной мощности.

При разработке схем развития сетей на стадии определения баланса активной и реактивной мощностей в узлах распределения потоков на расчетный период определяется дефицит реактивной мощности. На основании расчетных данных в схеме решаются вопросы необходимого количества устройств компенсации реактивной мощности, а также места их размещения. Приоритетным является размещение компенсирующих устройств непосредственно у потребителя, так как это коренным образом влияет на потери электроэнергии в сети и на ее качество у потребителя. Батарея статистических конденсаторов в данном варианте установки является одновременно и элементом регулирования напряжения.

IV. Регулирование напряжения в линиях электропередачи.

Регулирование напряжения на центрах питания должно осуществляться по принципу встречного регулирования. На протяженных фидерах - в целях

снижения потерь электроэнергии и обеспечения надлежащего уровня напряжения, в качестве регуляторов напряжения необходимо устанавливать конденсаторные батареи с автоматическим регулированием или вольтодобавочные трансформаторы, также с автоматическим регулированием напряжения.

V. Применение современного электротехнического оборудования, отвечающего требованиям энергосбережения.

Необходимо заменять силовые трансформаторы и трансформаторы собственных нужд в случае, если они обладают большими потерями электроэнергии на перемагничивание сердечников, на трансформаторы с меньшими потерями, а также токоограничивающие реакторы на современные с большими индуктивными сопротивлением к токам КЗ и меньшими потерями в нормальном режиме.

При разработке рабочих проектов на реконструкцию и техническое перевооружение должно закладываться оборудование, отвечающее требованиям энергосбережения. Применение трансформаторов с сердечниками из аморфной стали, также позволит снизить потери.

Применение измерительных трансформаторов тока и напряжения с высоким классом точности и замена индукционных счетчиков на электронные позволит получать более объективную информацию о потерях в электрических распределительных сетях, снижая тем самым величину коммерческих потерь электроэнергии.

Применение вольтодобавочных трансформаторов как линейных регуляторов напряжения позволяет не только снижать потери электроэнергии в сетях, но также решает вопрос адаптации линий электропередачи к изменению электрических нагрузок в сторону их роста - обеспечит нормированный уровень напряжения у потребителя.

VI. Снижение расхода электроэнергии на «собственные нужды» электроустановок.

Применение для электрообогрева зданий и сооружений подстанций, рас-

пределительных пунктов трансформаторных подстанций и т.д. нагревательных элементов с аккумуляторами тепла, позволяющих использовать электроэнергию на обогрев в ночной не пиковый период графика нагрузок позволит частично сократить потребление на собственные нужды на электросетевых объектах.

Применение для освещения зданий и территорий люминесцентных светильников с максимальным использованием так называемого режима «дежурного света».

VII. Внедрение автоматизации и дистанционного управления электрическими распределительными сетями напряжением 6-20 кВ.

Обеспечивает своевременное выявление неблагоприятных режимов работы сети и оперативное устранение этих режимов в неблагоприятных ситуациях графиков нагрузок, позволяет избегать аварийных ситуаций массового отключения потребителей. Недопущение развития неблагоприятных режимов в электрических сетях в значительной мере влияет и на потери электроэнергии в сетях.

Коммутационные аппараты выключатели, выключатели нагрузки должны применяться на базе вакуумных выключателей с программируемым микропроцессорным управлением, обеспечивающим функции АПВ, АВР, фиксацию изменения потоков мощности.

Необходимость вышеперечисленных мероприятий должна учитываться при согласовании властями муниципального образования производственных и инвестиционных программ электросетевых организаций [12–14, 17].

2 Характеристика объекта

В АО «Тываэнерго» в 2020-2022 был разработан и внедрен проект по созданию АИСКУЭ на электросетевых объектах. По результатам внедрения была проанализирована эффективность внедрения системы АИСКУЭ на Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин».

Согласно форме СО 6.685/9 (ФОРМА Э№27) Министерства энергетики РФ в РЭС Западный АО "Тываэнерго" имеется паспорт ВЛ – 10 кВ, от ПС/35/10 кВ Полигон «Дон-Терезин», которая имеет диспетчерский номер Ф. 39-02. Год постройки – 1998, а год ввода в эксплуатацию – 1999. Эксплуатирующая организация – ЗРЭС АО "Тываэнерго", Ак-Довуракский участок.

Основные данные ЛЭП 10 кВ Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин» выглядят следующим образом (таблица 2.1). Заземление опор выполнено катанкой длиной 2,5 метра из круглой стали $d=12$ мм. Количество линейных разъединителей на ТП типа РЛНД-10 составляет 5 шт.

Таблица 2.1 – Основные данные ЛЭП 10 кВ Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Наименование	Единица измерения	Значение
1	2	3
Длина линии по трассе	км	3,5
Всего опор	шт.	50
В том числе промежуточных:	шт.	35
промежуточных - угловых	шт.	4
анкерных - концевых	шт.	3
анкерных - угловых	шт.	8
Количество цепей	шт.	1
Количество проводов в фазе	шт.	1
Длина пролёта расчётная		
Максимальная	м	70
Критическая	м	60
Марка провода	-	АС-35
Длина провода	км	3,5
Расстояние между проводами в фазе	м	0,9
Расчётная стрела провеса		
Максимальная	м	2,5
Минимальная	м	2,0
Тип поддерживающего устройства по всей линии	-	КН-22, ШУ-22
Штыревые изоляторы, на крюках, на штырях	шт.	150, ШС-10Д
Зажимы соединительные для провода		СОАС-35
Тип защитного устройства от перенапряжения	-	РТ-10, РВП-10

Поопорная схема ВЛ-10кВ ф.39-02 от ПС "Дон-Терезин" представлена на рисунке 2.1. Данная линия питает три подстанции: ТП 39-02-01 (100 кВА), ТП 39-02-02 (160 кВА), ТП 39-02-03 (63 кВА).

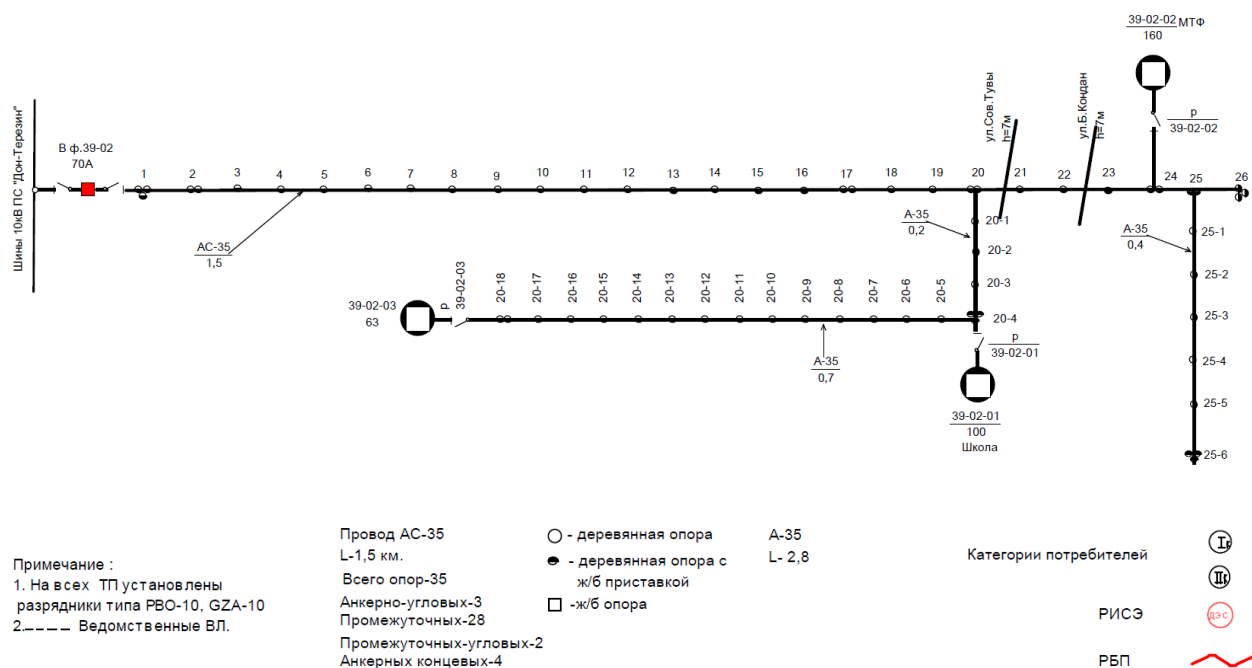
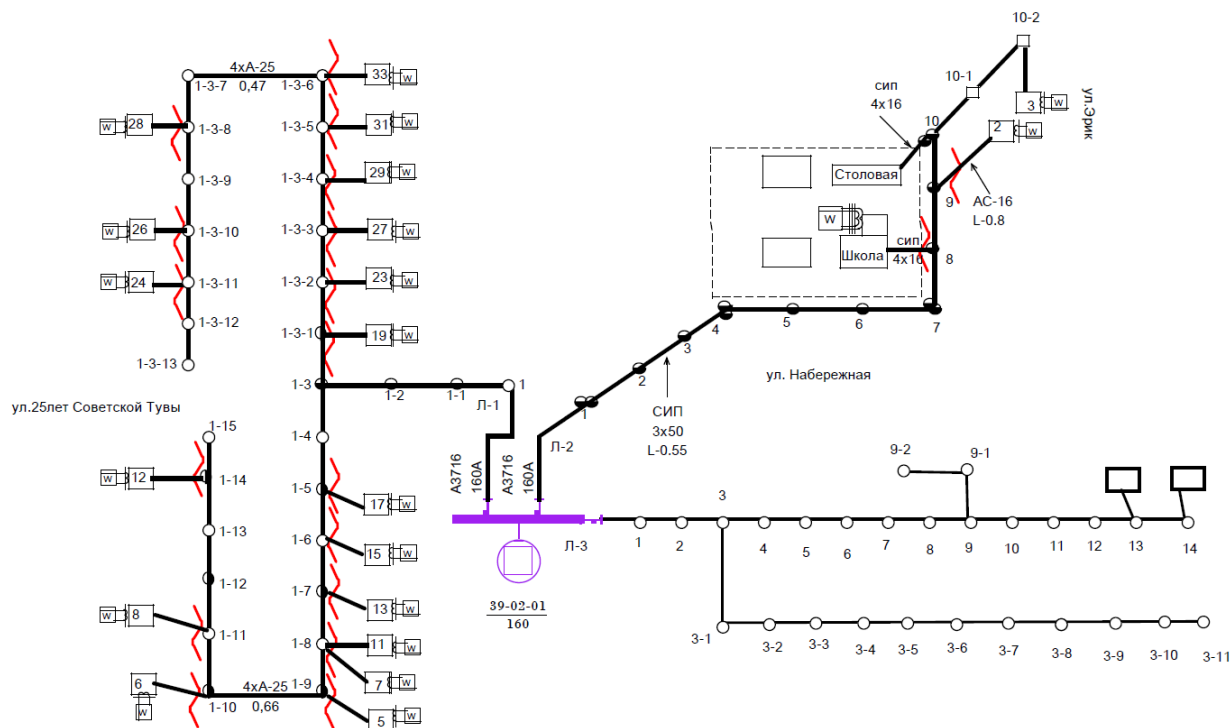


Рисунок 2.1 – Поопорная схема ВЛ-10кВ ф.39-02 от ПС "Дон-Терезин"

Поопорные схемы ВЛ-0,4 кВ соответственно от ТП 39-02-01 (100 кВА), ТП 39-02-02 (160 кВА), ТП 39-02-03 (63 кВА), Западный РЭС, представлены на рисунках 2.2-2.3. Этими линиями преимущественно запитан сельский частный сектор. Провода в отдельных сегментах (ответвлениях) линии используются алюминиевые типа А-16, А-25. На вводах в жилые дома установлены счетчики однофазного исполнения. Некоторые мелкие административные и общественные здания в качестве приборов учета имеют также однофазные электросчетчики, а более крупные объекты – счетчики трехфазного исполнения. Проводов СИП применено достаточно мало, на отдельном сегменте, питающем школу и столовую от ТП 39-02-01 (100 кВА) имеется СИП 3х50 длиной 550 м. Остальные провода, как указывалось – голые. На магистральном участке напряжением 10 кВ использованы сталеалюминиевые провода типа АС, на остальных участках ЛЭП 0,4 кВ – алюминиевые марки А. В качестве

аппаратов защиты отходящих линий (фидеров) 0,4 кВ на подстанциях установлены автоматические выключатели типа АЗ716 на токи 63-160 А.



Условные обозначения

Ввод в административное здание		Прибор учета 1 фазный	
Ввод к жилому дому		Прибор учета 3 фазный	
Протяженность ВЛ А-35 - 0,63 км. А-25 - 1,13 км. А-16 - 1,73 км. СИП 3x50 L-0.55 км. СИП 4x16 L-0.8 км.	Ввод к жилому дому СИПом	РИСЭ	
РБП		Выключатель автоматический	
Категории потребителей		Рубильник с предохранителем	

Рисунок 2.2 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от ТП 39-02-01 (100 кВА)

Основные улицы, вдоль которых построены воздушные линии 10 кВ и 0,4 кВ:

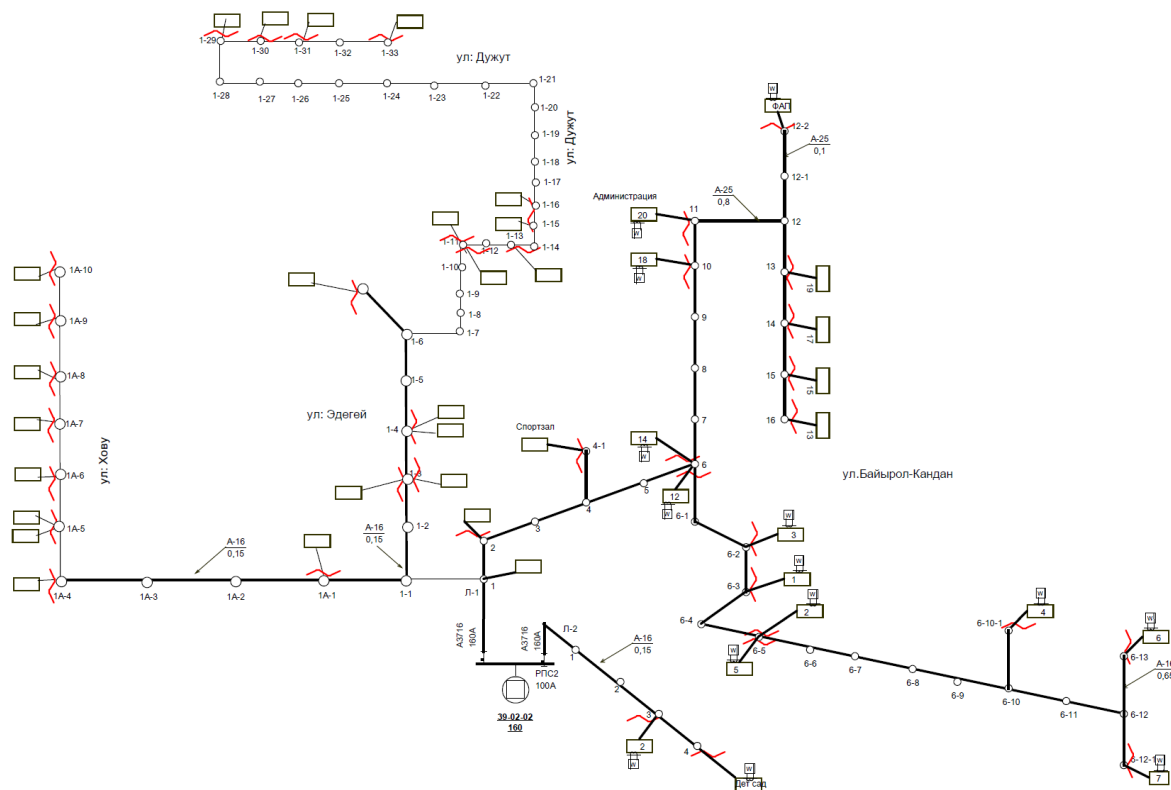
ул. Сов. Тувы (10 кВ);

ул.Б.Кондан (10 кВ);

ул.25лет Советской Тувы, ул. Набережная, ул.Эрик (ЛЭП-0,4 кВ от ТП 39-02-01 (100 кВА));

ул. Дужут, ул. Байырол-Кандан, ул. Эдегей, ул. Хову (ЛЭП-0,4 кВ от ТП 39-02-02 (160 кВА));

ул. Сайда-Одек (ЛЭП-0,4 кВ от ТП 39-02-03 (63 кВА)).

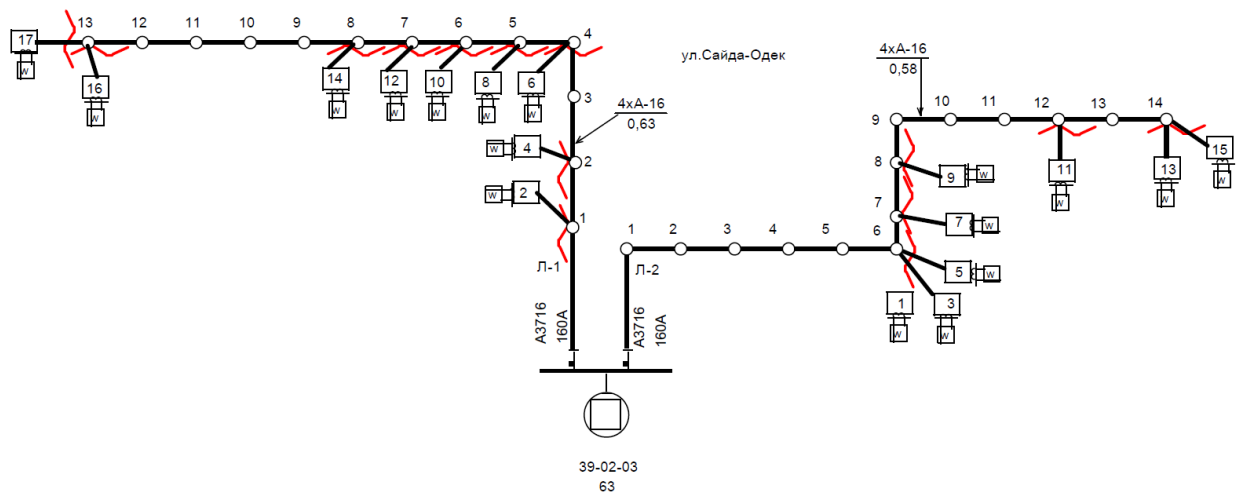


Условные обозначения

Ввод в административное здание		Прибор учета 1 фазный	
Ввод к жилому дому		Прибор учета 3 фазный	
Ввод к жилому дому СИПом		РИСЭ	
РБП		Выключатель автоматический	
Протяженность ВЛ		Рубильник с предохранителем	
A-16 - 0,95 км.	Категории потребителей		
A-25 - 0,9			

Рисунок 2.3 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от ТП 39-02-02 (160 кВА)

От ТП 39-02-01 (100 кВА) отходят три линии Л-1, Л-2 и Л-3 (строящаяся, учет электроэнергии не осуществляется), от ТП 39-02-02 (160 кВА) – две линии Л-1, Л-2, от ТП 39-02-03 (63 кВА) – две линии Л-1, Л-2. Линии разветвляются вдоль дорог и улиц.



Условные обозначения

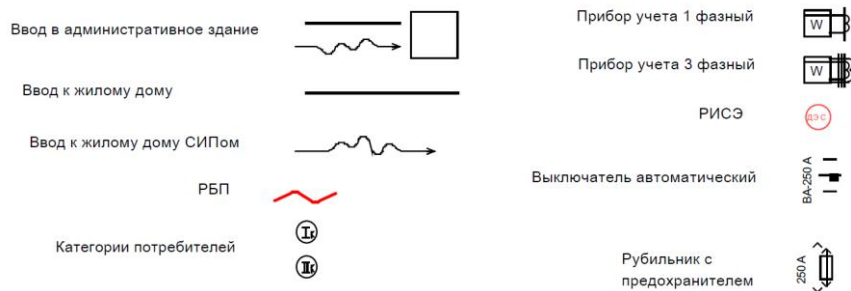


Рисунок 2.4 – Поопорная схема ВЛ-0,4 кВ от ТП 39-02-03 (63 кВА)

Все трансформаторные подстанции – мачтовые, с установкой в них трансформаторов типа ТМ соответствующей мощности, которые указаны на соответствующих рисунках выше. Подстанция подключается к ЛЭП посредством разъединителя наружной установки РЛНД-10/400, установленного на ближайшей к подстанции опоре. В МКТП предусмотрены защиты от атмосферных перенапряжений, междуфазных замыканий и однофазных замыканий на землю. Также подстанции оборудованы электрическими и механическими блокировками, обеспечивающими безопасную работу обслуживающего персонала.

3 Проектирование АИСКУЭ по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго»

Основной целью учета электрической энергии является получение достоверной информации о количестве произведённой, переданной, распределённой и потреблённой электрической энергии и мощности на оптовом и розничном рынках электроэнергии, промышленных предприятиях и объектах. Эта информация позволяет:

- производить финансовые расчёты между участниками рынка;
- управлять режимами энергопотребления;
- определять и прогнозировать все составляющие баланса электроэнергии (выработка, отпуск с шин, потери и т. д.);
- определять и прогнозировать удельный расход топлива на электростанциях;
- выполнять финансовые оценки процессов производства, передачи и распределения электроэнергии и мощности;
- контролировать техническое состояние систем учета электроэнергии в электроустановках и соответствие их требованиям нормативно-технических документов.

Коммерческим (расчётным) учётом электроэнергии называется учёт выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчета за неё.

Техническим (контрольным) учётом электроэнергии называется учёт для контроля расхода электроэнергии внутри электростанций, подстанций, предприятий, в зданиях, квартирах и т. п.

Счётчики, устанавливаемые для технического учёта, называются счётчиками технического учёта. Счётчики, устанавливаемые для расчётного учёта, называются расчётными счётчиками. Применяемые современные электронные счётчики позволяют осуществить оба вида учёта в одном приборе, а также выполнять роль ваттметров и варметров.

Существующая система предъявляет жёсткие требования к системам учёта электроэнергии в электроустановках.

На сегодняшний день существует множество разработок в области АИСКУЭ, предлагаемых многими производителями.

Внедрение АСИКУЭ даёт возможность:

- оперативно контролировать и анализировать режим потребления электроэнергии и мощности основными потребителями;
- осуществлять оптимальное управление нагрузкой потребителей;
- собирать и формировать данные на энергообъектах;
- собирать и передавать на верхний уровень управления информацию и формировать на этой основе данные для проведения коммерческих расчётов между поставщиками и потребителями электрической энергии;
- автоматизировать финансово-банковские операции и расчёты с потребителями.

АИСКУЭ внедрено на подстанции ПС «Дон-Терезин» 35/10 кВ, в частности, по фидеру 39-02, на базе перспективной комплектации, предложенной компанией «Энергомера». При этом главным звеном низшего уровня АИСКУЭ выступает счетчик электроэнергии однофазный многотарифный СЕ208-С4, модификация СЕ208 С4.846.2.ОР1.QYUDVFZ BLR01 SPDS (рисунок 3.1). Многофункциональный однофазный счетчик электроэнергии с расщепленной архитектурой. Полностью соответствует требованиям ПАО «Россети» к приборам учета электроэнергии. Счетчик максимально защищен от хищений электроэнергии и используется в составе АИСКУЭ для передачи измеренных параметров в диспетчерский пункт по контролю, учету и распределению электрической энергии [24].

Счетчик СЕ208-С4 соответствует следующему нормативно-правовому обеспечению: ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, сертифицирован и внесен в Государственный реестр средств измерений РФ.



Показатели	Величины
Класс точности по активной/реактивной энергии	1/2
Номинальное напряжение, В	230
Базовый (максимальный) ток, А	5 (100)
Стартовый ток (чувствительность), мА	10
Частота измерительной сети, Гц	50±2,5
Число тарифов	8
Время усреднения профилей нагрузки, мин	1; 2; 3; 4; 5; 6; 10; 12; 15; 20; 30; 60
Количество измерительных элементов	Счетчик с двумя датчиками тока (в цепи фазы и нейтрали)
Диапазон рабочих температур, °С	от минус 40 до плюс 70
Габаритные размеры (ВхШхГ), не более, мм	230 x 160 x 79

Рисунок 3.1 – Счетчик электроэнергии CE208-C4

Особенности счетчика:

1. Установка счетчика на опоре без дополнительной защиты.
2. Наличие каналов связи:
 - оптический интерфейс, предназначенный для локального считывания данных;
 - радиointерфейс 2,4 ГГц - предназначен для обмена данным с устройством считывания счетчиков CE901 BU-03;
 - PLC или GSM/GPRS - предназначены для работы счетчика в системе

АЙСКУЭ.

3. Встроенное реле управления нагрузкой потребителя.
4. Устройство считывания счетчиков SE901 BU-03.
5. Контроль вскрытия крышки зажимов и кожуха.
6. Контроль воздействий магнитным полем.

Характеристики надежности:

- Средняя наработка на отказ - 220000 часов.
- Межповерочный интервал - 16 лет.
- Средний срок службы - 30 лет.
- Гарантийный срок (срок хранения и срок эксплуатации суммарно) – 7

лет с даты выпуска.

Функциональные возможности:

1. Имеет выносное индикаторное устройство, предназначенное для считывания данных с измерительного блока. Поставляется в комплекте счетчика SE208 или по отдельному заказу и выполняет функции считывания информации с измерительного блока счетчика по цифровому каналу связи;

2. Счетчик измеряет, параметры сети и отображает на индикаторном устройстве значения:

- Текущее значение тока;
- Текущее значение напряжения;
- Текущее значение частоты сети;
- Текущее значение мощности;

3. Поддержка протокола обмена IEC 62056 СПОДЭС/DLMS.

4. Исполнения с модулем связи PLC G3 или GSM/GPRS.

5. Измерение показателей качества электроэнергии по классу «S»:

- установившееся отклонение напряжения;
- отклонение частоты сети;
- длительность и глубина провала напряжения;
- длительность и максимальное значение перенапряжения;

- перерывы электроснабжения.
- 6. Измерение параметров сети:
 - частоты напряжения;
 - токов;
 - напряжений;
 - углов между током и напряжением;
 - коэффициентов мощности;
 - активной мощности;
 - реактивной мощности;
 - полной мощности.
- 7. Защита информации.
- 8. Защита от несанкционированного вскрытия (электронные пломбы).
- 9. Датчик магнитного поля.
- 10. Датчик температуры.
- 11. Журналы событий.
- 12. Ведение журналов события с учетом времени нарушений, в том числе:
 - Журнал событий счетчика;
 - Журнал изменения настроек.
- 13. Ведение ретроспективы учета:
 - Фиксации данных учета (суммарно и по тарифам) для активной и реактивной энергии при смене суток.
 - Фиксации данных учета (суммарно и по тарифам) для активной и реактивной энергии при смене месяцев (с программируемой датой окончания расчетного периода).
 - Фиксации данных учета (суммарно и по тарифам) для активной и реактивной энергии при смене лет.
 - Фиксации данных учета (суммарно и по тарифам) для активной и реактивной энергии по событиям или команде.

14. Ведение профиля нагрузки, с возможностью настройки типа сохраняемых параметров и времени усреднения.

15. Анализ качества электроэнергии.

16. Контроль потребляемой активной мощности.

17. Контроль потребляемой «мгновенной мощности».

18. Контроль потребления активной энергии.

19. Контроль напряжения питающей сети.

20. Контроль частоты сети.

21. Сигнализация по интерфейсу.

22. Самодиагностика.

23. Механизм гибкой настройки реакции на события, возникающие в счетчике.

24. Отображение информации на ЖКИ индикаторного устройства считывания счетчиков сопровождаемое кодами OBIS;

25. Управление нагрузкой потребителя по заданному расписанию.

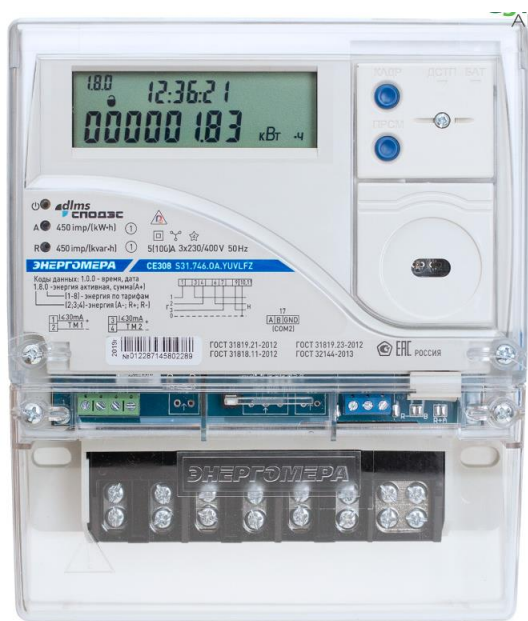
26. Встроенное программное обеспечение счетчика электроэнергии однофазного многофункционального CE208-C4 поставляется в составе счетчика. В программном обеспечении реализованы все перечисленные функциональные возможности счетчика.

Для трехфазных потребителей в системе АИСКУЭ используются счетчики типа CE308-S31, модификация CE308 S31.543.OAR1.SYUVJLFZ LR01 SPDS (рисунок 3.2), обладающие всеми преимуществами и аналогичными характеристиками счетчика CE208-C4, с отличием по схеме включения (трехфазная) [25].

Все счетчики обеспечивают обмен информацией с внешними устройствами обработки данных через оптический порт и дополнительные интерфейсы в соответствии с протоколам СПОДЭС/DLMS. Протоколы обмена данными по всем цифровым интерфейсам соответствуют действующей редакции стандарта ПАО «Россети» «Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными» [28].

Множество устройств для осуществления коммерческого учета электроэнергии объединено в систему АИСКУЭ на базе канала связи LoRaWAN (рисунок 3.3) [26]. Среди преимуществ данного канала связи можно выделить [27]:

- высокая дальность связи – до 5 км в городе и до 15 км в сельской местности;
- эффективность и простота организации в городской среде;
- простая интеграция в различные программные комплексы;
- оптимальная стоимость системы за счет малого количества базовых станций.



Показатели	Величины
Класс точности по активной/реактивной энергии ?	0,5S/0,5; 0,5S/1; 1/1
Номинальное напряжение, В ?	3x57.7/100; 3x230/400
Базовый (максимальный) ток, А ?	5 (10); 5 (100)
Стартовый ток (чувствительность), мА	5; 10
Частота измерительной сети, Гц	50±2,5
Число тарифов	8
Время усреднения профилей нагрузки, мин	1; 2; 3; 4; 5; 6; 10; 12; 15; 20; 30; 60
Глубина хранения профиля (при времени усреднения 60 мин.), сутки	256
Диапазон рабочих температур, °С	от минус 40 до плюс 70
Габаритные размеры (ВхШхГ), не более, мм	210,5 x 175 x 71,5

Рисунок 3.2 – Счетчик электроэнергии CE308-S31

LoRa RF 2,4

ETHERNET

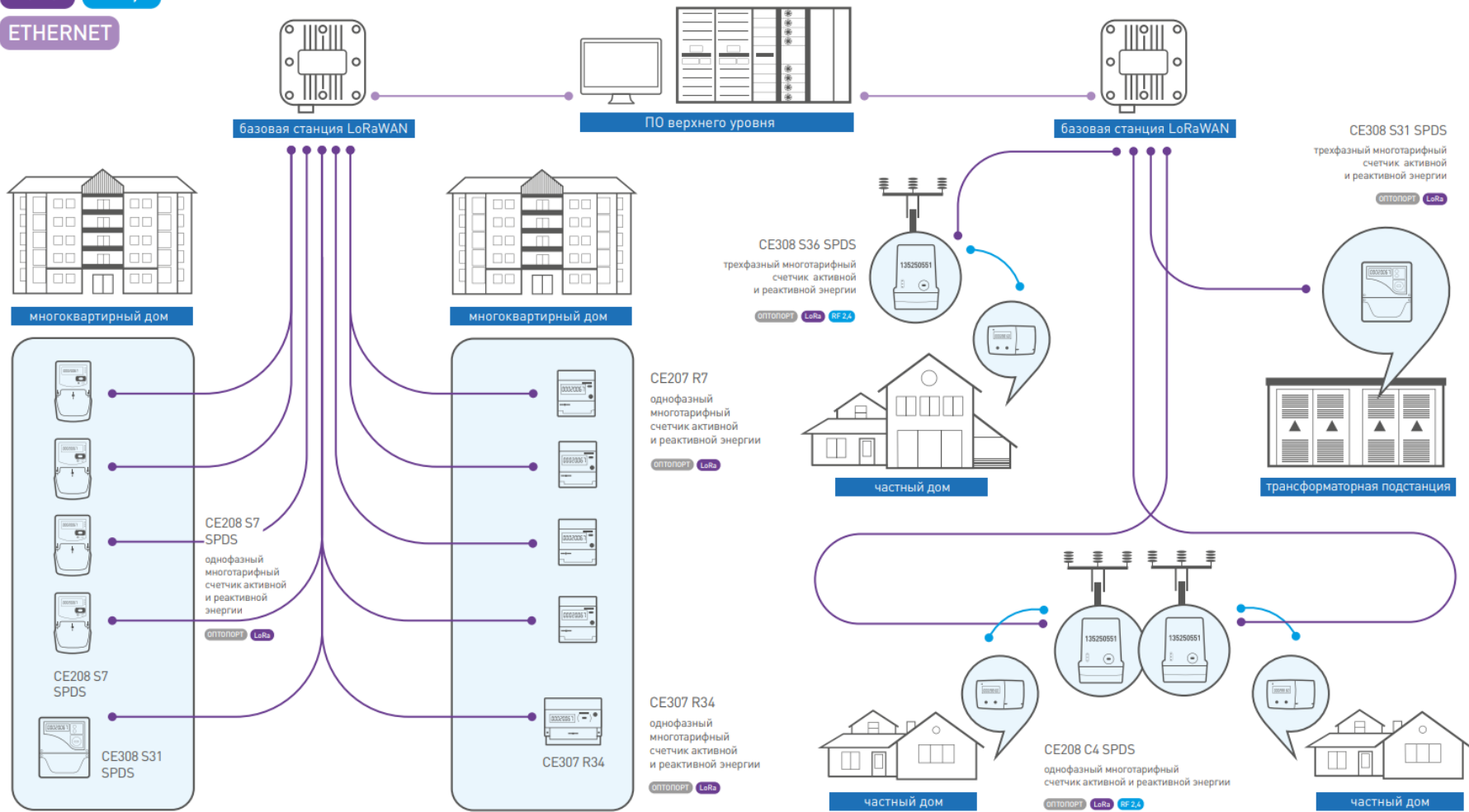


Рисунок 3.3 – АИСКУЭ на базе канала связи LoRaWAN

Программное обеспечение верхнего уровня АИСКУЭ установлено на сервере и главном компьютере диспетчера электросетей. В качестве узлов линий связи предусматриваются базовые станции LoRaWAN, которые представляют собой реализацию энергоэффективной сети дальнего радиуса действия (LPWAN - low-power wide-area network) с применением модуляции LoRa (Long Range) [27].

Характеристики канала связи LoRaWAN представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики канала связи LoRaWAN

Параметр	Значение
1	2
Дальность связи	до 5 км в городской среде
	до 15 км в зоне прямой видимости
Частотный диапазон	864 – 870 МГц
Количество частотных каналов	8 (ширина канала 125 кГц)
Мощность передатчика (счетчик)	25 мВт
Мощность передатчика (базовая станция)	до 100 мВт
Скорость передачи данных	300 – 5120 бит/с
Шифрование	AES-128

Ключевой особенностью канала связи LoRaWAN является значительная дальность связи – до 15 километров при отсутствии преград между приемником и передатчиком. Другим преимуществом технологии является низкое энергопотребление, обуславливающее перспективы ее использования в устройствах на батарейном питании.

Компанией Энергомера разработаны счетчики электроэнергии со встроенными модулями связи LoRaWAN. Реализация АИСКУЭ осуществляется в

партнерстве с оператором связи, предоставляющим возможность использования имеющейся «облачной» инфраструктуры (собранные данные хранятся на серверах оператора) или развертывания собственной закрытой сети (собранные данные хранятся в энергоснабжающей организации). Обеспечивается возможность интеграции в различные программные комплексы для анализа данных и предоставления потребителям личных кабинетов с отображением информации об энергопотреблении.

Применение канала связи рекомендуется на различных объектах АИСКУЭ, где производится сбор основных данных об энергопотреблении и основных журналов событий.

Подключить счетчик СЕ208, СЕ308 для учета электроэнергии к трехфазной/однофазной сети переменного тока с номинальным напряжением, указанным на панели счетчика к сети возможно по схемам, представленным на рисунках 3.4-3.5 соответственно.

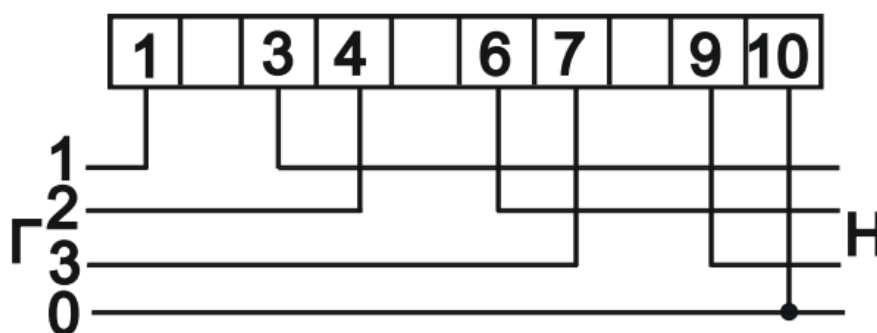


Рисунок 3.4 – Схема подключения счетчика СЕ308-S31 (230В, 5(100)А) – непосредственное включение (трехфазная четырехпроводная сеть)

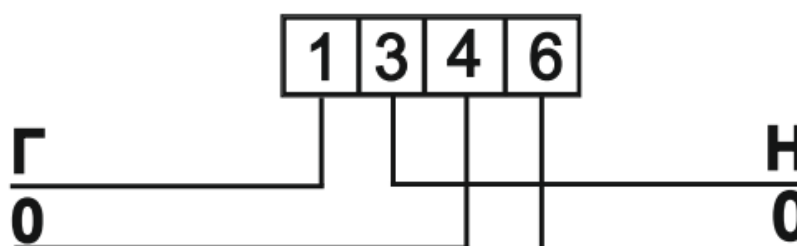


Рисунок 3.5 – Схема подключения СЕ208-С4

Данные схемы включения свойственны счетчикам, которые устанавливаются со стороны потребителей 0,23-0,4 кВ. Согласно поопорным схемам (рисунки 2.2-2.4) составим таблицу с указанием мест установки однофазных и трехфазных электросчетчиков (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Места установки однофазных и трехфазных электросчетчиков на стороне низкого напряжения согласно поопорным схемам

Место установки (условное обозначение нахождения узла потребителя)	Объект, подключенный к сети	Тип первичного измерительного прибора
1	2	3
ТП 39-02-01 (100 кВА), линия Л-1		
оп.1-3-1	частный жилой дом №19, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-3-2	частный жилой дом №23, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-3-3	частный жилой дом №27, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-3-4	частный жилой дом №29, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-3-5	частный жилой дом №31, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-3-6	частный жилой дом №33, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-3-8	частный жилой дом №28, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-3-10	частный жилой дом №26, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-3-11	частный жилой дом №24, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-5	частный жилой дом №17, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-6	частный жилой дом №15, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-7	частный жилой дом №13, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-8	частный жилой дом №11, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-8	частный жилой дом №7, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-9	частный жилой дом №5, ул.25лет Советской Тувы	СЕ208-С4
оп.1-10	частный жилой дом №6, ул.25лет Сов.	СЕ208-С4

Место установки (условное обозначение нахождения узла потребителя)	Объект, подключенный к сети	Тип первичного измерительного прибора
1	2	3
	Тувы	

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3
оп.1-11	частный жилой дом №8, ул.25лет Советской Тувы	CE208-C4
оп.1-14	частный жилой дом №12, ул.25лет Советской Тувы	CE208-C4
ТП 39-02-01 (100 кВА), линия Л-2		
оп.8	Школа, столовая, ул. Набережная	CE308-S31
оп.9	частный жилой дом №2, ул. Эрик	CE208-C4
оп.10-2	частный жилой дом №3, ул. Эрик	CE208-C4
ТП 39-02-02 (160 кВА), линия Л-1		
оп.1	частный жилой дом	CE208-C4
оп.2	частный жилой дом	CE208-C4
оп.4-1	Спортзал	CE208-C4
оп.6	частный жилой дом №12, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.6	частный жилой дом №14, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.6-2	частный жилой дом №3, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.6-3	частный жилой дом №1, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.6-5	частный жилой дом №2, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.6-5	частный жилой дом №5, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.6-10-1	частный жилой дом №4, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.6-13	частный жилой дом №6, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.6-12-1	частный жилой дом №7, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.10	частный жилой дом №18, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.11	Администрация, дом №20, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.12-2	ФАП, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.13	частный жилой дом №19, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.14	частный жилой дом №17, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.15	частный жилой дом №15, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.16	частный жилой дом №13, ул. Байырол-Кандан	CE208-C4
оп.1-3	частный жилой дом №1, ул. Эдегей	CE208-C4
оп.1-3	частный жилой дом №2, ул. Эдегей	CE208-C4
оп.1-4	частный жилой дом №3, ул. Эдегей	CE208-C4

Окончание таблицы 3.2

1	2	3
оп.1-4	частный жилой дом №4, ул. Эдегей	CE208-C4
оп.1-6	частный жилой дом №5, ул. Эдегей	CE208-C4
оп.1А-1	частный жилой дом №6, ул. Эдегей	CE208-C4
оп.1А-4	частный жилой дом №1, ул. Хову	CE208-C4
оп.1А-5	частный жилой дом №2, ул. Хову	CE208-C4
оп.1А-5	частный жилой дом №3, ул. Хову	CE208-C4
оп.1А-6	частный жилой дом №4, ул. Хову	CE208-C4
оп.1А-7	частный жилой дом №5, ул. Хову	CE208-C4
оп.1А-8	частный жилой дом №6, ул. Хову	CE208-C4
оп.1А-9	частный жилой дом №7, ул. Хову	CE208-C4
оп.1А-10	частный жилой дом №8, ул. Хову	CE208-C4
оп.1-11	частный жилой дом №1, ул. Дужут	CE208-C4
оп.1-11	частный жилой дом №2, ул. Дужут	CE208-C4
оп.1-13	частный жилой дом №3, ул. Дужут	CE208-C4
оп.1-15	частный жилой дом №4, ул. Дужут	CE208-C4
оп.1-16	частный жилой дом №5, ул. Дужут	CE208-C4
оп.1-29	частный жилой дом №6, ул. Дужут	CE208-C4
оп.1-30	частный жилой дом №7, ул. Дужут	CE208-C4
оп.1-31	частный жилой дом №8, ул. Дужут	CE208-C4
оп.1-33	частный жилой дом №9, ул. Дужут	CE208-C4
ТП 39-02-02 (160 кВА), линия Л-2		
оп.3	частный жилой дом №2	CE208-C4
оп.4	Дет.сад	CE208-C4
ТП 39-02-03 (63 кВА), линия Л-1		
оп.1	частный жилой дом №2, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.2	частный жилой дом №4, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.4	частный жилой дом №6, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.5	частный жилой дом №8, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.6	частный жилой дом №10, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.7	частный жилой дом №12, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.8	частный жилой дом №14, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.13	частный жилой дом №16, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.13	частный жилой дом №17, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
ТП 39-02-03 (63 кВА), линия Л-2		
оп.6	частный жилой дом №2, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.6	частный жилой дом №4, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.6	частный жилой дом №6, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.7	частный жилой дом №8, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.8	частный жилой дом №10, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.12	частный жилой дом №12, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.14	частный жилой дом №14, ул. Сайда-Одек	CE208-C4
оп.14	частный жилой дом №16, ул. Сайда-Одек	CE208-C4

На стороне 10 кВ, на вводах всех трех указанных подстанций необходимо пользоваться схемой трансформаторного включения счетчиков (рисунок 3.6). В таблице 3.3 приведены счетчики и данные по измерительным трансформаторам.

Таблица 3.3 – Места установки однофазных и трехфазных электросчетчиков на стороне высокого напряжения согласно поопорным схемам

Место установки, объект	Измерительные трансформаторы (трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН))	Тип первичного измерительного прибора
1	2	3
Ввод ТП 39-02-01 (100 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ308-S31
Ввод ТП 39-02-02 (160 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ308-S31
Ввод ТП 39-02-03 (63 кВА)	ТТ типа ТОЛ-СВЭЛ-10-1-0,2S/5P/300/5 УХЛ2; ТН ЗНОЛП-СВЭЛ-10М УХЛ2 (10000/√3;100/√3;100/3; 0,2/10; 3P/200)	СЕ308-S31

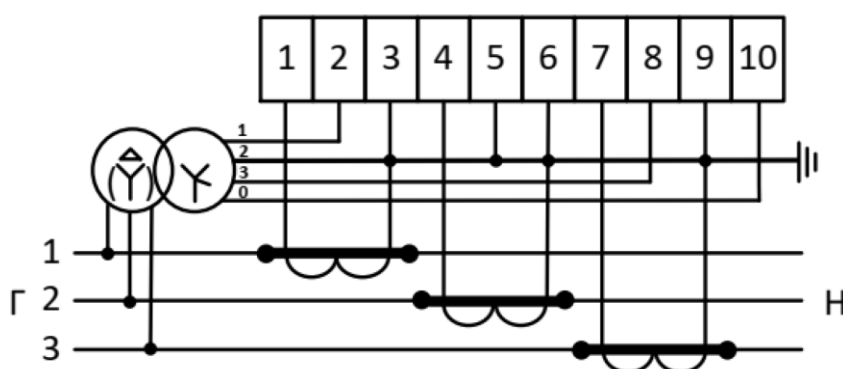


Рисунок 3.6 – Схема трансформаторного подключения счетчика СЕ308-S31 (57,7В, 5(10)А) – косвенное подключение через три трансформатора тока и три трансформатора напряжения (трехфазная трехпроводная сеть)

4 Анализ потребления электроэнергии и потерь по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго»

Анализ потребления электроэнергии и потерь по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго» произведем за 5 полных календарных года (2018-2022 гг.). В такой пятилетней динамике можно более чётче отследить изменения в структуре баланса электроэнергии (ЭЭ) по годам и по месяцам каждого года. АИСКУЭ была установлена на Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго» в 2019 году. По графикам также будет видно изменение потерь ЭЭ, а по таблицам можно вычислить процент этих потерь от отпуска в сеть.

Таблица 4.1 – Баланс ЭЭ за 2018 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей шт
	кВт·ч		кВт·ч	кВт·ч	
1	2	3	4	5	6
январь	37997	18962	19035	50,1	42
февраль	32524	18845	13679	42,06	42
март	29508	20383	9125	30,92	42
апрель	21349	15461	5888	27,58	42
май	19184	14538	4647	24,22	42
июнь	29419	19503	9916	33,71	42
июль	30468	16172	14297	46,92	42
август	26385	14980	11404	43,22	42
сентябрь	16207	12207	4000	24,68	42
октябрь	34063	21975	12088	35,49	42
ноябрь	40164	25858	14306	35,62	42
декабрь	45524	28988	16536	36,32	42
Итого за год	362791	227870	134921	37,19	42

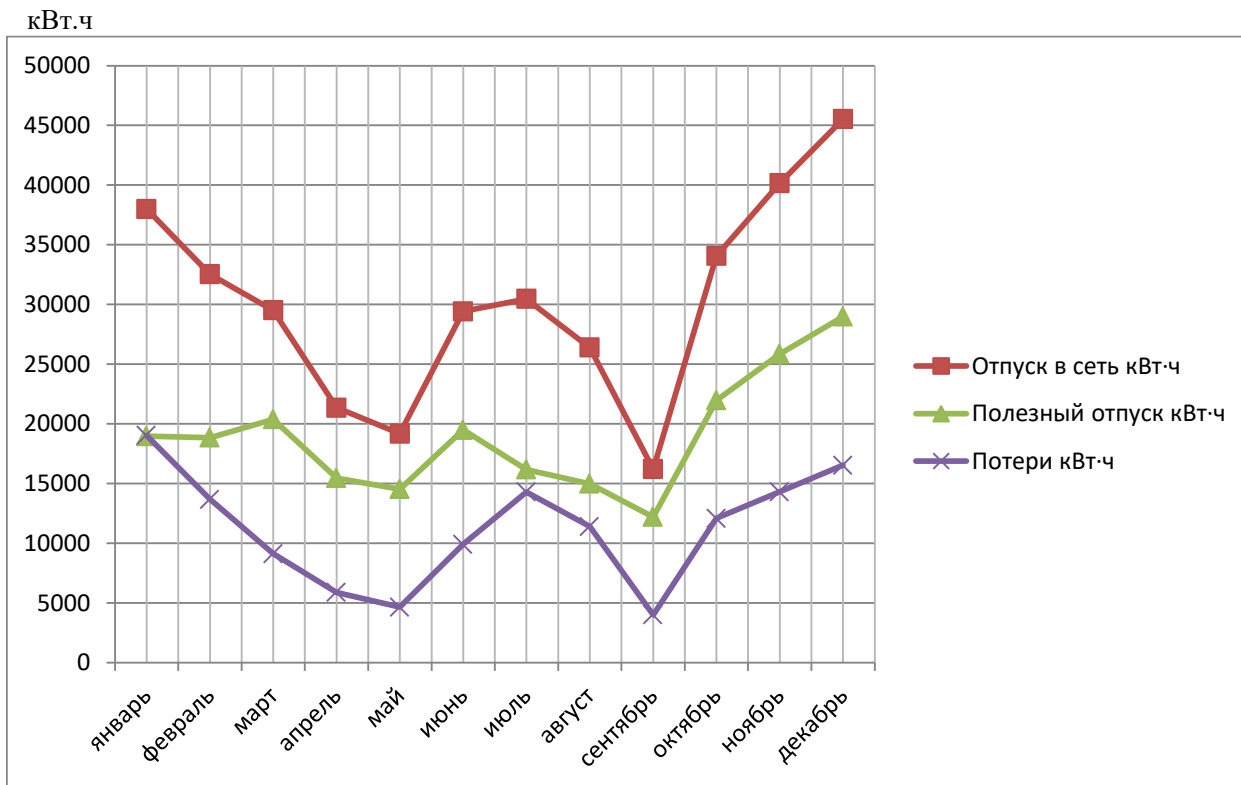


Рисунок 4.1 – Баланс ЭЭ за 2018 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

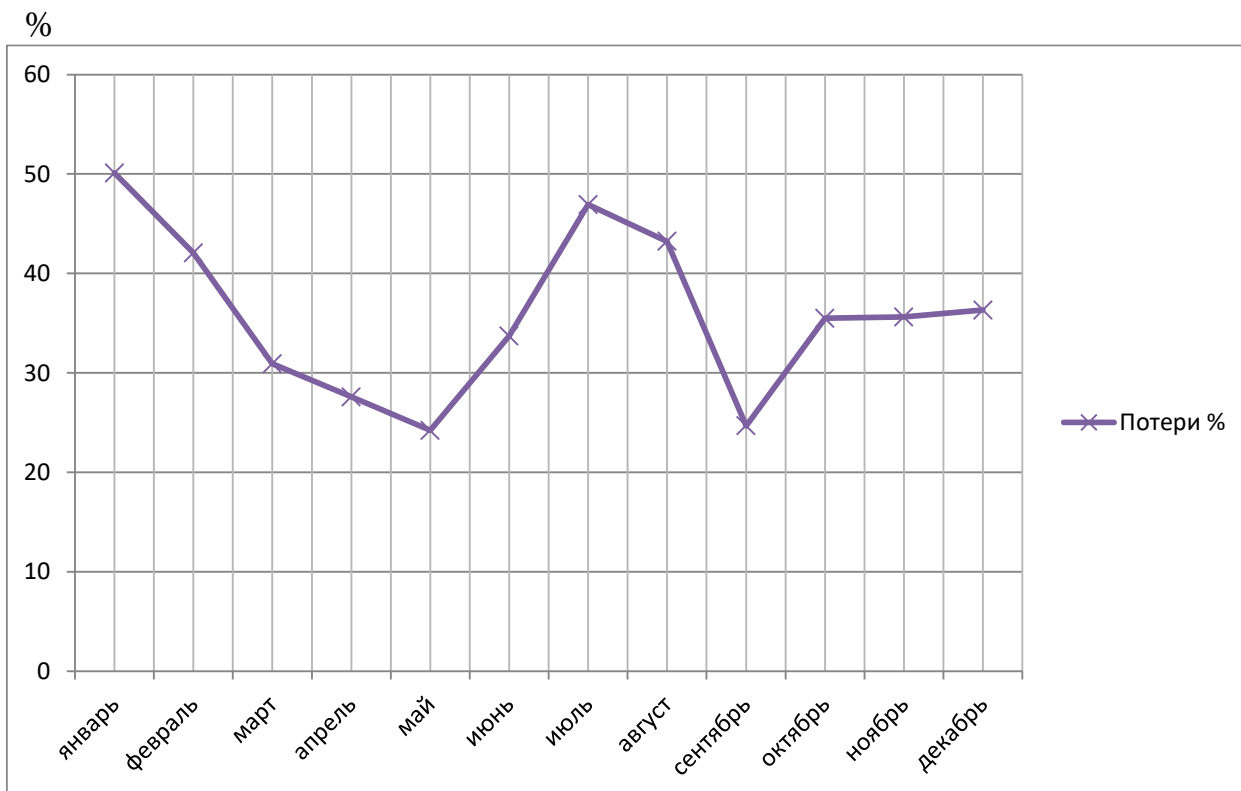


Рисунок 4.2 – Потери ЭЭ за 2018 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Рисунок 4.1 показывает, что потребление электроэнергии летом ниже,

чем зимой. Это связано с тем, что зимой люди проводят больше времени в помещении, чем летом.

Из рисунка 4.2 видно, что до установки АИСКУЭ потери ЭЭ колебались в значительных пределах и составляли очень большую величину от 24,22 до 50,1 %.

Таблица 4.2 – Баланс ЭЭ за 2019 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВт·ч		кВт·ч	кВт·ч	
1	2	3	4	5	6
январь	45069	27491	17577	39	57
февраль	42373	22980	19394	45,77	57
март	40222	21510	18712	46,52	57
апрель	28635	16711	11925	41,64	57
май	20073	14845	5227	26,04	57
июнь	12804	10335	2469	19,28	57
июль	13543	8386	5157	38,08	57
август	8231	4377	3854	46,83	57
сентябрь	23746	15842	7905	33,29	57
октябрь	38681	30231	8450	21,85	57
ноябрь	45385	40277	5108	11,26	57
декабрь	49800	35368	14432	28,98	57
Итого за год	368562	248351	120211	32,62	57

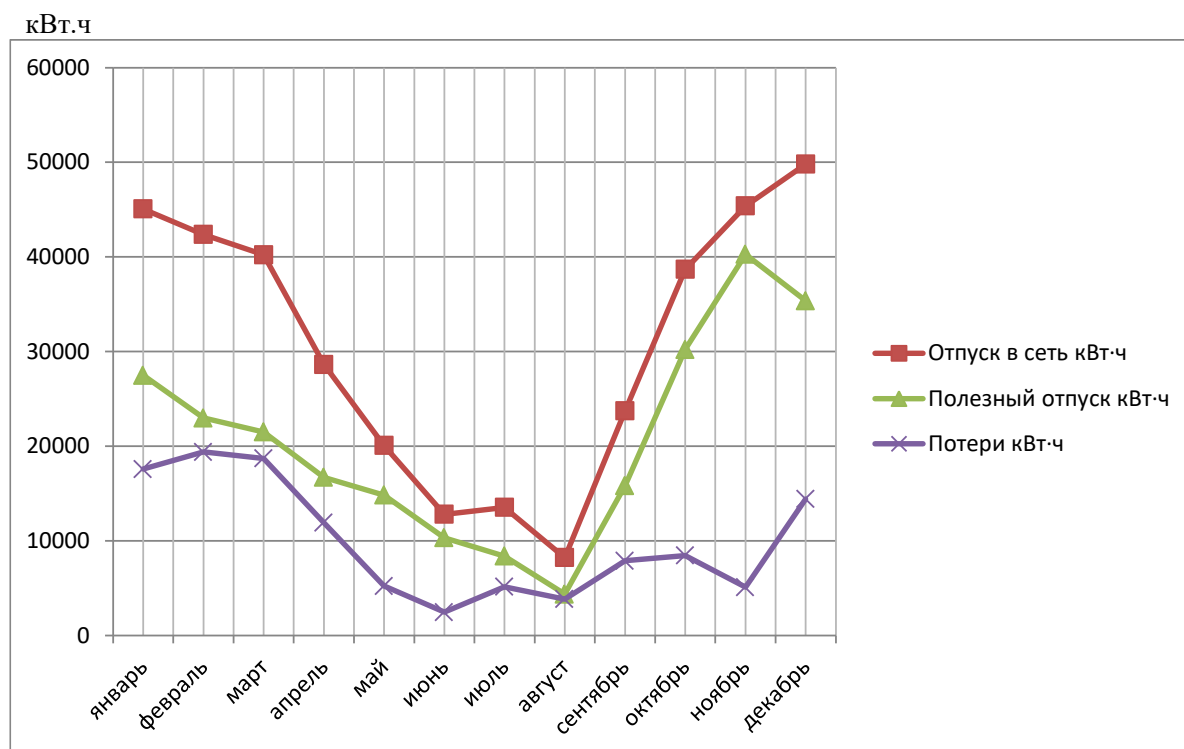


Рисунок 4.3 – Баланс ЭЭ за 2019 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

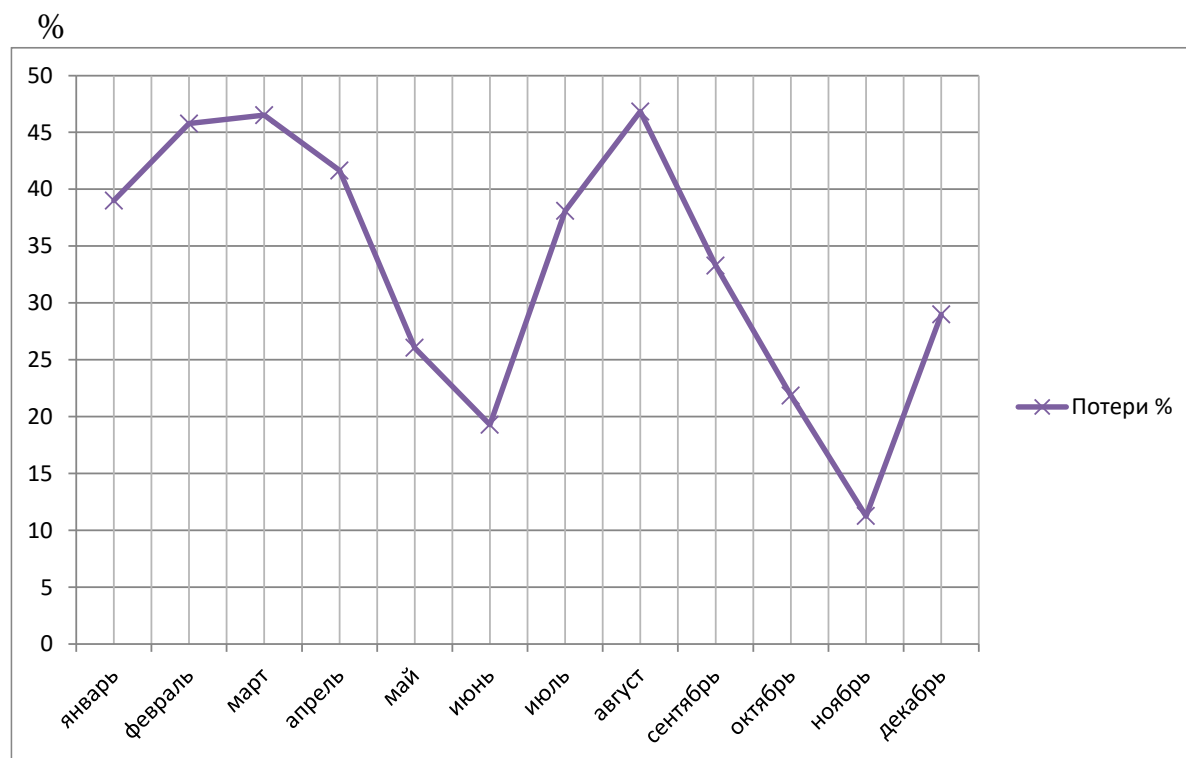


Рисунок 4.4 – Потери ЭЭ за 2019 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Из рисунка 4.4 следует, что в период действия системы АИСКУЭ потери ЭЭ в динамике менялись от 11,26 до 46,83 %.

Таблица 4.3 – Баланс ЭЭ за 2020 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВт·ч		кВт·ч	кВт·ч	
1	2	3	4	5	6
январь	55886	41862	14023	25,09	71
февраль	49172	39185	9987	20,31	71
март	50030	43906	6124	12,24	71
апрель	41594	36523	5071	12,19	71
май	34627	29536	5091	14,7	71
июнь	16344	12988	3357	20,54	71
июль	16859	13548	3311	19,64	71
август	17717	13854	3863	21,8	71
сентябрь	29873	26855	3018	10,1	71
октябрь	43122	38069	5053	11,72	71
ноябрь	49458	43887	5571	11,26	71
декабрь	59457	54096	5361	9,02	71
Итого за год	464139	394310	69829	15,04	71

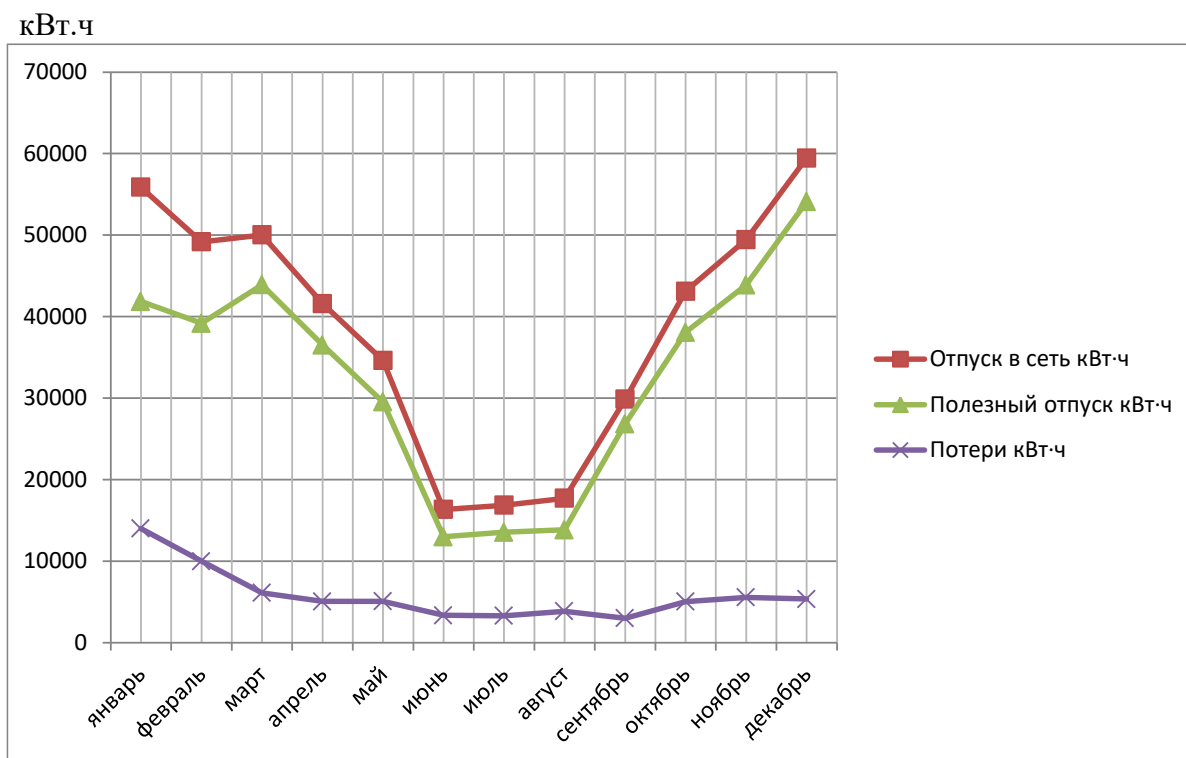


Рисунок 4.5 – Баланс ЭЭ за 2020 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

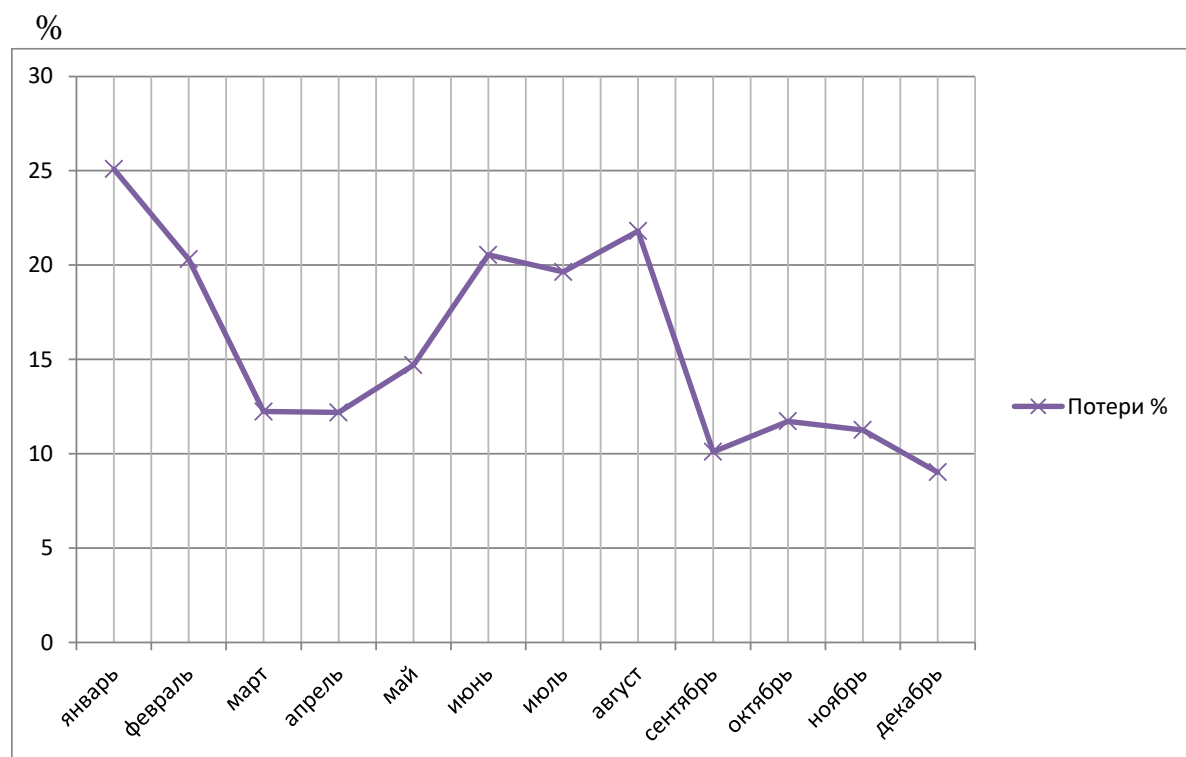


Рисунок 4.6 – Потери ЭЭ за 2020 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Из рисунка 4.6 следует, что в период действия системы АИСКУЭ потери ЭЭ в динамике менялись от 9,02 до 25,09 %, т.е. стали уже существенно ниже.

Таблица 4.4 – Баланс ЭЭ за 2021 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВт·ч		кВт·ч	кВт·ч	
1	2	3	4	5	6
январь	61708	58364	3345	5,42	76
февраль	55878	52545	3333	5,96	76
март	47085	44418	2667	5,66	76
апрель	38955	36165	2790	7,16	76
май	33275	31394	1881	5,65	76
июнь	20804	19797	1007	4,84	76
июль	22598	20312	2287	10,12	76
август	15899	14297	1602	10,07	76
сентябрь	29514	21175	8339	28,25	76
октябрь	51976	38011	13965	26,87	76
ноябрь	81511	65614	15897	19,5	76
декабрь	75315	55805	19510	25,9	76
Итого за год	534519	457897	76622	14,33	76

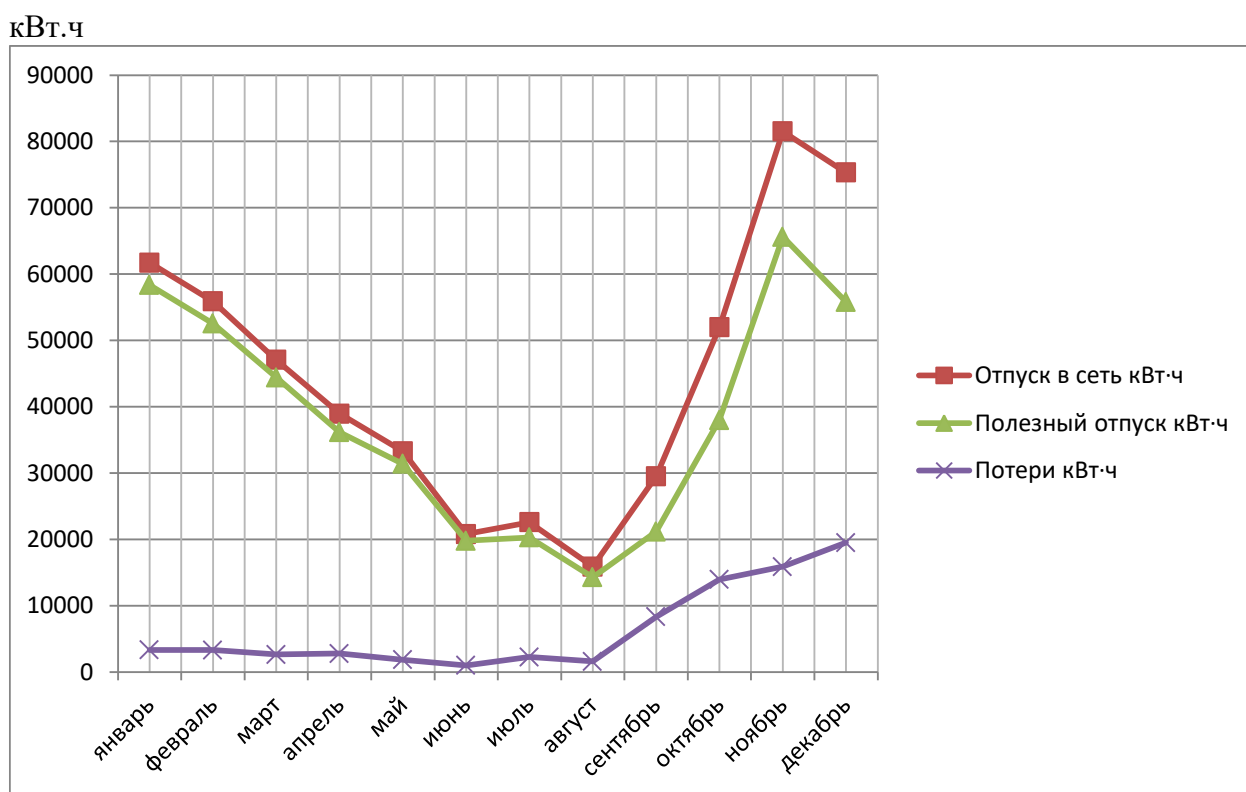


Рисунок 4.7 – Баланс ЭЭ за 2021 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

%

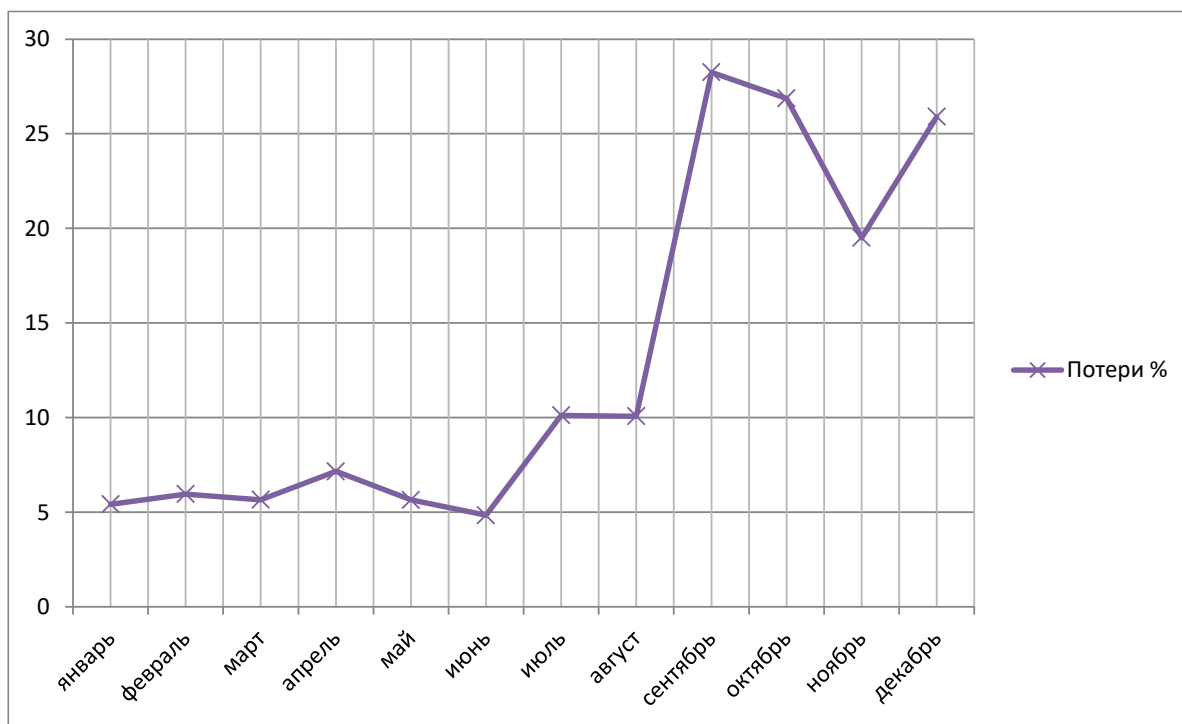


Рисунок 4.8 – Потери ЭЭ за 2021 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Из рисунка 4.8 следует, что в период действия системы АИСКУЭ потери ЭЭ в динамике менялись от 4,84 до 28,25 %, т.е. находились примерно на том же уровне, что и в предыдущем году.

Таблица 4.5 – Баланс ЭЭ за 2022 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей шт
	кВт·ч		кВт·ч	кВт·ч	
1	2	3	4	5	6
январь	47154	36689	10465	22,19	82
февраль	46246	35727	10519	22,75	82
март	35366	28668	6698	18,94	82
апрель	25183	24032	1151	4,57	82
май	18762	17500	1263	6,73	82
июнь	13866	12997	868	6,26	82
июль	12941	11899	1042	8,05	82
август	8679	7984	695	8,01	82
сентябрь	17375	12753	4622	26,6	82
октябрь	29486	22060	7426	25,19	82
ноябрь	45717	37648	8069	17,65	82
декабрь	47845	36267	11578	24,2	82
Итого за год	348621	284224	64397	18,47	82

кВт·ч

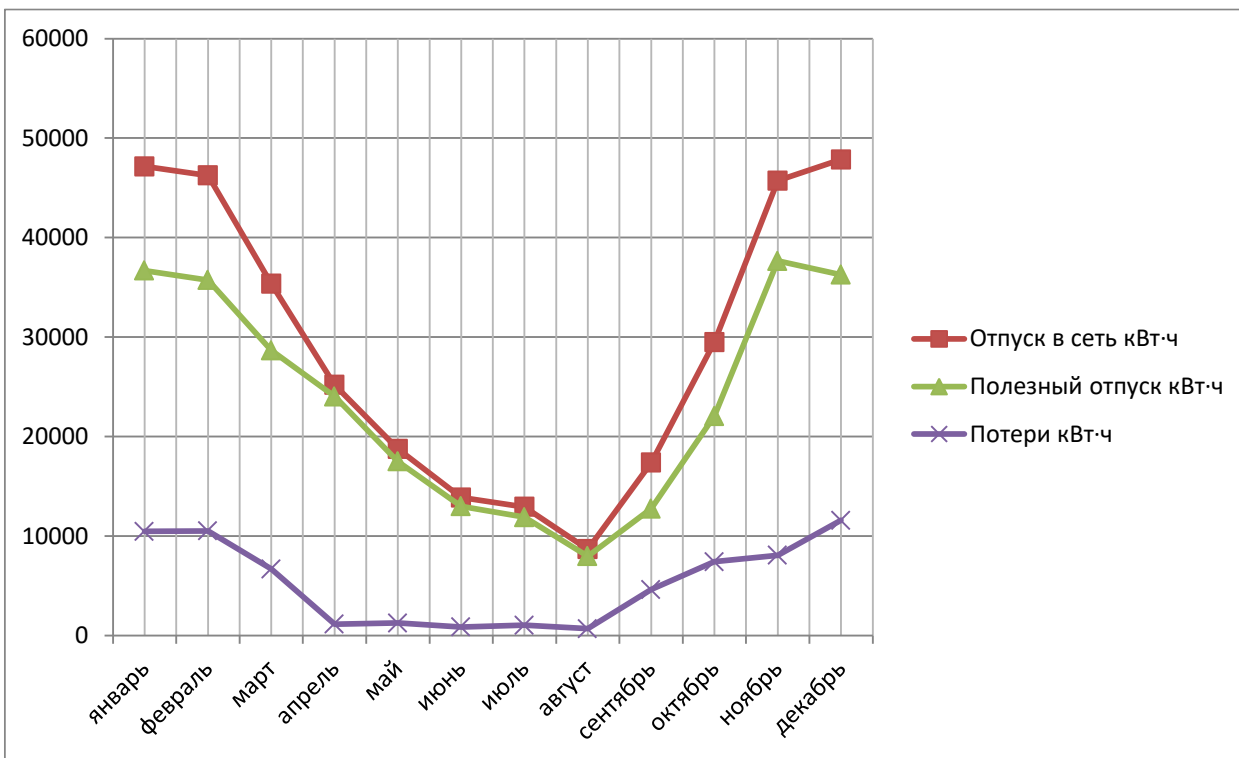


Рисунок 4.9 – Баланс ЭЭ за 2022 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

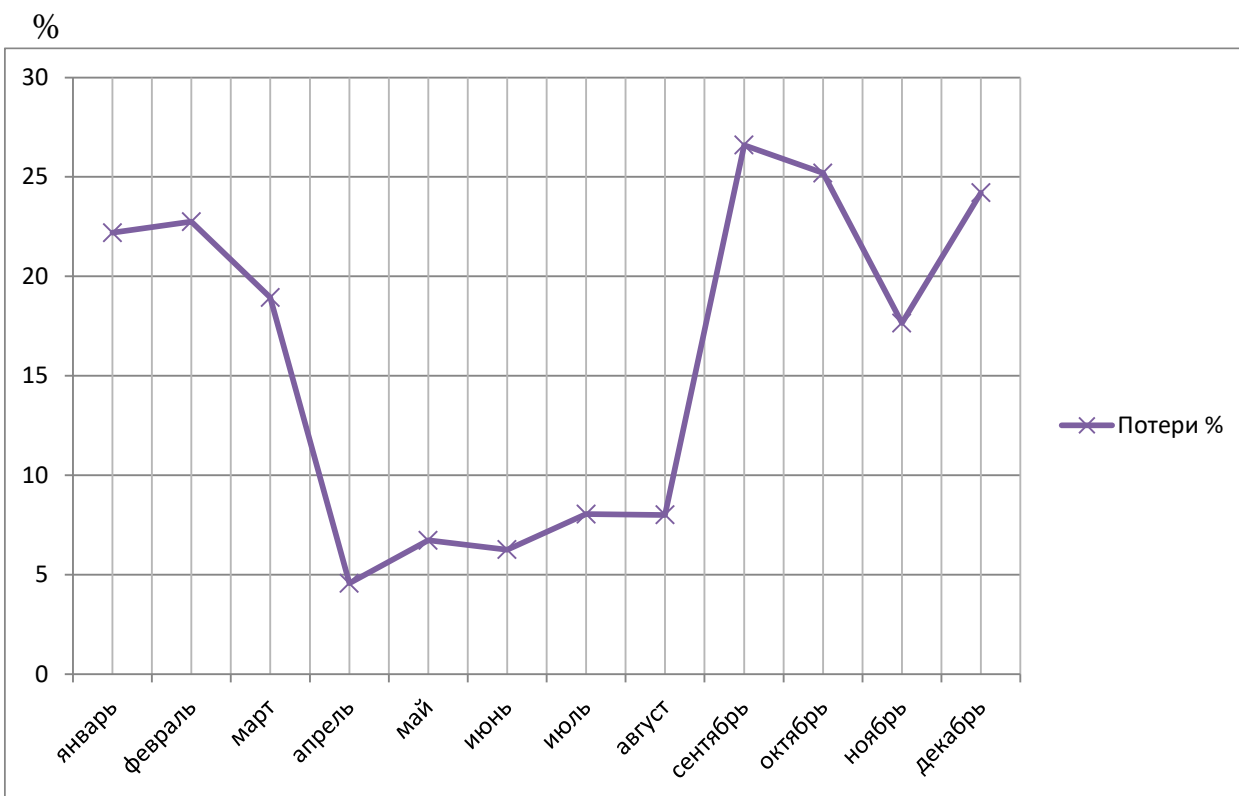


Рисунок 4.10 – Потери ЭЭ за 2022 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Из рисунка 4.10 следует, что в период действия системы АИСКУЭ потери ЭЭ в динамике менялись от 4,57 до 26,6 %, т.е. находились примерно на

том же уровне, что и в предыдущем 2021 году, но стали еще ниже.

Таблица 4.6 – Баланс ЭЭ с 2018 по 2022 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВт·ч		кВт·ч	кВт·ч	
1	2	3	4	5	6
2018	362791	227870	134921	37,19	42
2019	368562	248351	120211	32,62	57
2020	464139	394310	69829	15,04	71
2021	534519	457897	76622	14,33	76
2022	348621	284224	64397	18,47	82

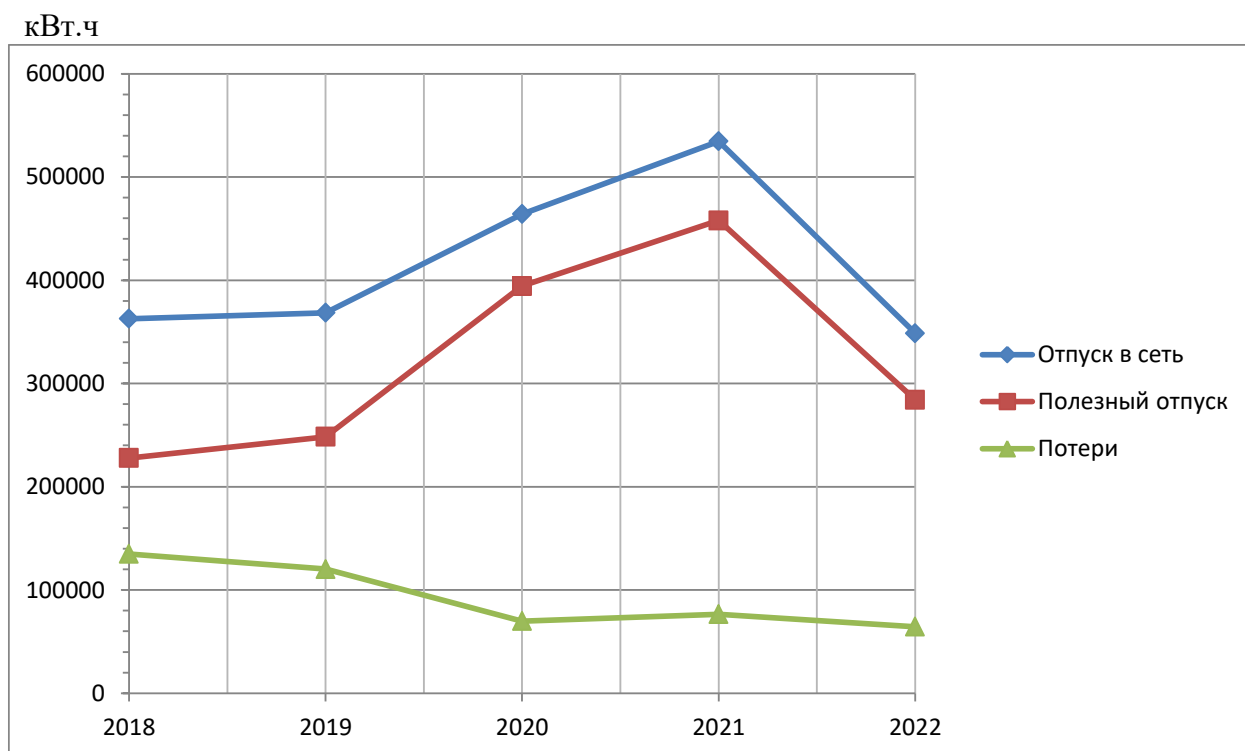


Рисунок 4.11 – Баланс ЭЭ с 2018 по 2022 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Из рисунка 4.11 следует, что в период действия системы АИСКУЭ с каждым годом при увеличении потребителей увеличивался и отпуск в сеть и полезный отпуск, но при этом потери ЭЭ имели тенденцию к уменьшению (нет резких всплесков в сторону увеличения), т.е. происходил закономерный процесс их снижения за счет действия системы АИСКУЭ.

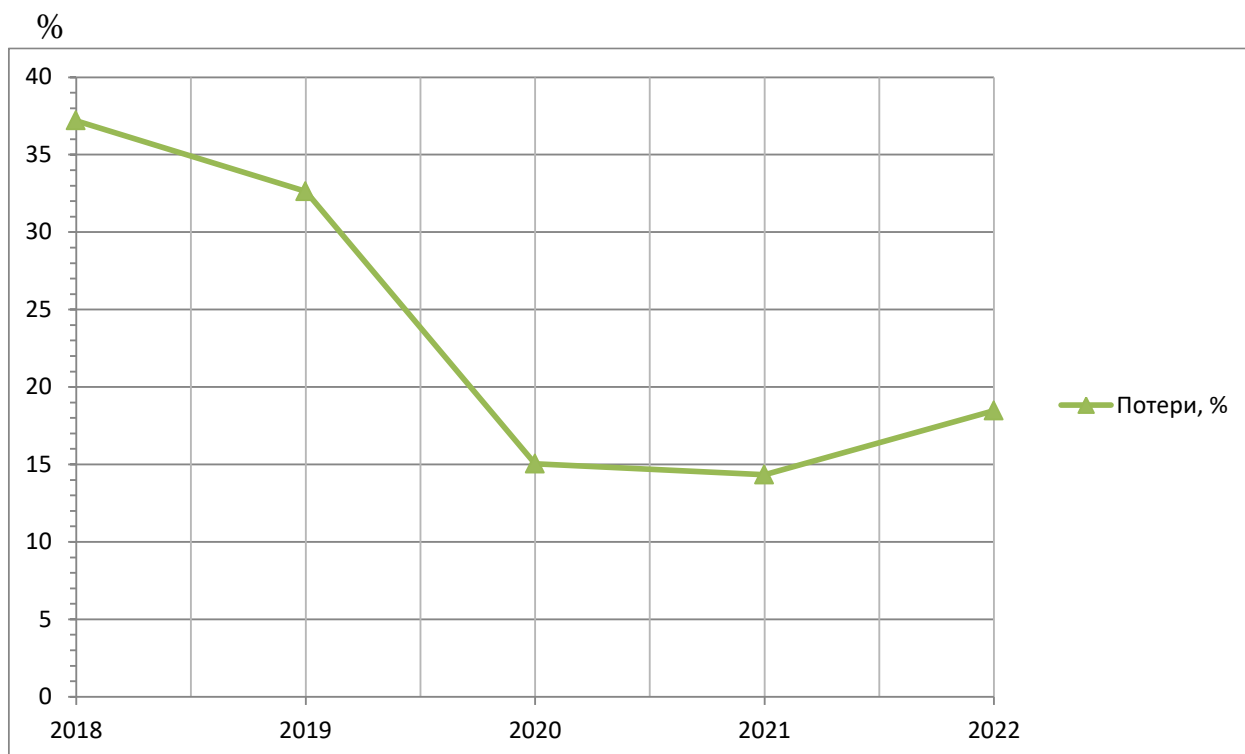


Рисунок 4.12 – Потери ЭЭ с 2018 по 2022 год по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Из рисунка 4.12 видно, что после установки АИСКУЭ в 2019 году и в период действия этой системы до конца 2022 года потери ЭЭ снизились практически в 2 раза (в среднем за год в процентном соотношении к величине общего отпуска в сеть по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»).

5 Расчет технических и коммерческих потерь

5.1 Расчет технических потерь электроэнергии

Перед непосредственным расчетом технических потерь электроэнергии необходимо определить нагрузки каждого участка каждой линии.

Расчетная максимальная нагрузка от таких электроприемников, как частные жилые дома, питаемых по проводам 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ, может быть определена согласно РД 34.20.185-94 и по источникам [15, 18, 19] в зависимости от количества и характера электроприемников, использующихся в том или ином частном доме. Т.к. рассматриваются жилые дома с электроплитами и водонагревателями, то, учитывая коэффициенты одновременности для электрических нагрузок в сетях напряжением 0,4 кВ для такого вида объектов, необходимо использовать формулу для расчета нагрузки:

$$P_{\max} = P_m \cdot n \cdot K_o, \quad (5.1)$$

где P_m – максимальная нагрузка одного частного дома (варьируется в зависимости от характера электроприемников);

n – количество частных домов, подключенных к магистральной линии (или ее отдельному участку (сегменту));

K_o – коэффициент одновременности, зависящий от количества электроприемников, питающихся от того или иного участка линии, таблица 2.1. Добавки к расчетной мощности не используем, т.к. однородные потребители отличаются по установленной мощности менее чем в четыре раза [18].

Наиболее распространенным методом расчета технических потерь мощности является метод максимальных потерь, согласно которому потери энергии определяются по максимальной нагрузке и числу часов использования максимума нагрузок [18].

Потери активной мощности в трехфазной линии по формуле [18]:

$$\Delta P_{\max} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (5.2)$$

где активное сопротивление линии:

$$R_{\text{л}} = L_{\text{л}} \cdot r_0; \quad (5.3)$$

Потери активной энергии в линии:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau. \quad (5.4)$$

Потери активной мощности в однострансформаторной КТП:

$$\Delta P_{\text{T}} = \Delta P_{\text{x}} + \Delta P_{\text{k}} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном.тр.}}} \right)^2. \quad (5.5)$$

где $\Delta P_{\text{kз}}$ и $\Delta P_{\text{хх}}$ – потери к.з. и х.х. трансформатора, кВт.

Потери энергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{T}} = \Delta P_{\text{x}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{k}} \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном.тр.}}} \right)^2 \cdot \tau. \quad (5.6)$$

Полные и реактивные мощности, и расчетные токи, протекающие по каждому сегменту ЛЭП [18]:

$$S_p = P_p / \cos\varphi, \quad (5.7)$$

$$Q_p = \sqrt{S_p^2 - P_p^2}, \quad (5.8)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}. \quad (5.9)$$

При расчете нагрузок ЛЭП 10 кВ и количестве КТП в населенном пункте до 20 шт., коэффициенты одновременности для электрических нагрузок в сетях напряжением 10 кВ могут быть определены по [18]. Коэффициенты одновременности (K_o) для электронагрузок в сетях 10 кВ и в сетях 0,4 кВ отличаются.

Расчет нагрузки по участкам ведем с конца каждой линии [6]. Расчеты сводим в таблицы 5.1-5.6 для каждой линии, отходящей от каждой подстанции. Далее рассчитаем потери в линиях 0,4 кВ, питающих ТП, согласно схемам рисунков 2.3-2.5.

Таблица 5.1 – Расчет электронагрузок ТП-39-02-01

Линия	Начало участка	Конец участка	Кол-во потребителей	K_o	Суммарная установленная мощность объектов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л-1	1-3-10	1-3-11	1	1	4,5	4,500
Л-1	1-3-8	1-3-10	2	0,73	9	6,570
Л-1	1-3-6	1-3-8	3	0,62	13,5	8,370
Л-1	1-3-5	1-3-6	4	0,56	18	10,080
Л-1	1-3-4	1-3-5	5	0,5	22,5	11,250
Л-1	1-3-3	1-3-4	6	0,47	27	12,690
Л-1	1-3-2	1-3-3	7	0,43	31,5	13,545
Л-1	1-3-1	1-3-2	8	0,418	36	15,048
Л-1	1-3	1-3-1	9	0,4	40,5	16,200
Л-1	1-11	1-14	1	1	4,5	4,500
Л-1	1-10	1-11	2	0,73	9	6,570
Л-1	1-9	1-10	3	0,62	13,5	8,370
Л-1	1-8	1-9	4	0,56	18	10,080
Л-1	1-7	1-8	6	0,47	27	12,690
Л-1	1-6	1-7	7	0,43	31,5	13,545
Л-1	1-5	1-6	8	0,418	36	15,048
Л-1	1-3	1-5	9	0,4	40,5	16,200
Л-1	КТП 01	1-3	18	0,302	81	24,462
Л-2	10	10-2	1	1	4,5	4,500
Л-2	9	10	2	0,73	9	6,570
Л-2	8	9	3	0,62	13,5	8,370
Л-2	КТП 01	8	5	0,5	22,5	11,250

Таблица 5.2 – Токи и мощности на каждом из участков линий, отходящих от ТП-39-02-01

Линия	Начало участка	Конец участка	Рр, кВт	Sp, кВА	Qp, кВар	Ip, А
1	2	3	4	5	6	7
Л-1	1-3-10	1-3-11	4,500	4,688	1,313	7,122
Л-1	1-3-8	1-3-10	6,570	6,844	1,916	10,398
Л-1	1-3-6	1-3-8	8,370	8,719	2,441	13,247
Л-1	1-3-5	1-3-6	10,080	10,500	2,94	15,954
Л-1	1-3-4	1-3-5	11,250	11,719	3,281	17,805
Л-1	1-3-3	1-3-4	12,690	13,219	3,701	20,084
Л-1	1-3-2	1-3-3	13,545	14,109	3,951	21,438
Л-1	1-3-1	1-3-2	15,048	15,675	4,389	23,816
Л-1	1-3	1-3-1	16,200	16,875	4,725	25,640
Л-1	1-11	1-14	4,500	4,688	1,313	7,122
Л-1	1-10	1-11	6,570	6,844	1,916	10,398
Л-1	1-9	1-10	8,370	8,719	2,441	13,247
Л-1	1-8	1-9	10,080	10,500	2,94	15,954
Л-1	1-7	1-8	12,690	13,219	3,701	20,084
Л-1	1-6	1-7	13,545	14,109	3,951	21,438
Л-1	1-5	1-6	15,048	15,675	4,389	23,816
Л-1	1-3	1-5	16,200	16,875	4,725	25,640
Л-1	КТП 01	1-3	24,462	25,481	7,135	38,716
Л-2	10	10-2	4,500	4,688	1,313	7,122
Л-2	9	10	6,570	6,844	1,916	10,398
Л-2	8	9	8,370	8,719	2,441	13,247
Л-2	КТП 01	8	11,250	11,719	3,281	17,805

Таблица 5.3 – Расчет электронагрузок ТП-39-02-02

Линия	Начало участка	Конец участка	Кол-во потребителей	К _о	Суммарная установленная мощность объектов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л-1	15	16	1	1	4,5	4,500
Л-1	14	15	2	0,73	9	6,570
Л-1	13	14	3	0,62	13,5	8,370
Л-1	12	13	4	0,56	18	10,080
Л-1	12	12-2	1	1	4,5	4,500
Л-1	11	12	5	0,5	22,5	11,250
Л-1	10	11	6	0,47	27	12,690
Л-1	6	10	7	0,43	31,5	13,545
Л-1	6-12	6-13	1	1	4,5	4,500
Л-1	6-12	6-12-1	1	1	4,5	4,500
Л-1	6-10	6-12	2	0,73	9	6,570
Л-1	6-5	6-10	3	0,62	13,5	8,370
Л-1	6-3	6-5	5	0,5	22,5	11,250
Л-1	6-2	6-3	6	0,47	27	12,690
Л-1	6	6-2	7	0,43	31,5	13,545
Л-1	4	6	16	0,314	72	22,608

Пролоджение таблицы 5.3

1	2	3	4	5	6	7
Л-1	2	4	17	0,308	76,5	23,562
Л-1	1	2	18	0,302	81	24,462
Л-1	1-31	1-33	1	1	4,5	4,500
Л-1	1-30	1-31	2	0,73	9	6,570
Л-1	1-29	1-30	3	0,62	13,5	8,370
Л-1	1-16	1-29	4	0,56	18	10,080
Л-1	1-15	1-16	5	0,5	22,5	11,250
Л-1	1-13	1-15	6	0,47	27	12,690
Л-1	1-11	1-13	7	0,43	31,5	13,545
Л-1	1-6	1-11	9	0,4	40,5	16,200
Л-1	1-4	1-6	10	0,38	45	17,100
Л-1	1-3	1-4	12	0,36	54	19,440
Л-1	1-1	1-3	14	0,33	63	20,790
Л-1	1А-9	1А-10	1	1	4,5	4,500
Л-1	1А-8	1А-9	2	0,73	9	6,570
Л-1	1А-7	1А-8	3	0,62	13,5	8,370
Л-1	1А-6	1А-7	4	0,56	18	10,080
Л-1	1А-5	1А-6	5	0,5	22,5	11,250
Л-1	1А-4	1А-5	7	0,43	31,5	13,545
Л-1	1А-1	1А-4	8	0,418	36	15,048
Л-1	1-1	1А-1	9	0,4	40,5	16,200
Л-1	1	1-1	23	0,283	103,5	29,291
Л-1	КТП 02	1	42	0,239	189	45,171
Л-2	3	5	1	1	30	30,000
Л-2	КТП 02	3	2	0,73	54,5	39,785

Таблица 5.4 – Токи и мощности на каждом из участков линий, отходящих от ТП-39-02-02

Линия	Начало участка	Конец участка	Рр, кВт	Sp, кВА	Qp, кВар	Ip, А
1	2	3	4	5	6	7
Л-1	15	16	4,500	4,688	1,313	7,122
Л-1	14	15	6,570	6,844	1,916	10,398
Л-1	13	14	8,370	8,719	2,441	13,247
Л-1	12	13	10,080	10,500	2,94	15,954
Л-1	12	12-2	4,500	4,688	1,313	7,122
Л-1	11	12	11,250	11,719	3,281	17,805
Л-1	10	11	12,690	13,219	3,701	20,084
Л-1	6	10	13,545	14,109	3,951	21,438
Л-1	6-12	6-13	4,500	4,688	1,313	7,122
Л-1	6-12	6-12-1	4,500	4,688	1,313	7,122
Л-1	6-10	6-12	6,570	6,844	1,916	10,398
Л-1	6-5	6-10	8,370	8,719	2,441	13,247
Л-1	6-3	6-5	11,250	11,719	3,281	17,805
Л-1	6-2	6-3	12,690	13,219	3,701	20,084
Л-1	6	6-2	13,545	14,109	3,951	21,438
Л-1	4	6	22,608	23,550	6,594	35,782

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3	4	5	6	7
Л-1	2	4	23,562	24,544	6,872	37,291
Л-1	1	2	24,462	25,481	7,135	38,716
Л-1	1-31	1-33	4,500	4,688	1,313	7,122
Л-1	1-30	1-31	6,570	6,844	1,916	10,398
Л-1	1-29	1-30	8,370	8,719	2,441	13,247
Л-1	1-16	1-29	10,080	10,500	2,94	15,954
Л-1	1-15	1-16	11,250	11,719	3,281	17,805
Л-1	1-13	1-15	12,690	13,219	3,701	20,084
Л-1	1-11	1-13	13,545	14,109	3,951	21,438
Л-1	1-6	1-11	16,200	16,875	4,725	25,640
Л-1	1-4	1-6	17,100	17,813	4,988	27,064
Л-1	1-3	1-4	19,440	20,250	5,67	30,768
Л-1	1-1	1-3	20,790	21,656	6,064	32,904
Л-1	1А-9	1А-10	4,500	4,688	1,313	7,122
Л-1	1А-8	1А-9	6,570	6,844	1,916	10,398
Л-1	1А-7	1А-8	8,370	8,719	2,441	13,247
Л-1	1А-6	1А-7	10,080	10,500	2,94	15,954
Л-1	1А-5	1А-6	11,250	11,719	3,281	17,805
Л-1	1А-4	1А-5	13,545	14,109	3,951	21,438
Л-1	1А-1	1А-4	15,048	15,675	4,389	23,816
Л-1	1-1	1А-1	16,200	16,875	4,725	25,640
Л-1	1	1-1	29,291	30,511	8,543	46,358
Л-1	КТП 02	1	45,171	47,053	13,175	71,492
Л-2	3	5	30,000	31,250	8,75	47,481
Л-2	КТП 02	3	39,785	41,443	11,604	62,968

Таблица 5.5 – Расчет электронагрузок ТП-39-02-03

Линия	Начало участка	Конец участка	Кол-во потребителей	К _о	Суммарная установленная мощность объектов	Расчетная нагрузка, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Л-1	8	13	2	0,73	9	6,570
Л-1	7	8	3	0,62	13,5	8,370
Л-1	6	7	4	0,56	18	10,080
Л-1	5	6	5	0,5	22,5	11,250
Л-1	4	5	6	0,47	27	12,690
Л-1	2	4	7	0,43	31,5	13,545
Л-1	1	2	8	0,418	36	15,048
Л-1	КТП 03	1	9	0,4	40,5	16,200
Л-2	12	14	2	0,73	9	6,570
Л-2	8	12	3	0,62	13,5	8,370
Л-2	7	8	4	0,56	18	10,080
Л-2	6	7	5	0,5	22,5	11,250
Л-2	КТП 03	6	8	0,418	36	15,048

Таблица 5.6 – Токи и мощности на каждом из участков линий, отходящих от ТП-39-02-03

Линия	Начало участка	Конец участка	Рр, кВт	Sp, кВА	Qр, кВар	Ip, А
1	2	3	4	5	6	7
Л-1	8	13	6,570	6,844	1,916	10,398
Л-1	7	8	8,370	8,719	2,441	13,247
Л-1	6	7	10,080	10,500	2,94	15,954
Л-1	5	6	11,250	11,719	3,281	17,805
Л-1	4	5	12,690	13,219	3,701	20,084
Л-1	2	4	13,545	14,109	3,951	21,438
Л-1	1	2	15,048	15,675	4,389	23,816
Л-1	КТП 03	1	16,200	16,875	4,725	25,640
Л-2	12	14	6,570	6,844	1,916	10,398
Л-2	8	12	8,370	8,719	2,441	13,247
Л-2	7	8	10,080	10,500	2,94	15,954
Л-2	6	7	11,250	11,719	3,281	17,805
Л-2	КТП 03	6	15,048	15,675	4,389	23,816

На основании расчетных нагрузок делаем расчет потерь мощности.

Таблица 5.7 – Расчеты потерь в линиях 0,4 кВ, отходящих от ТП-39-02-01

Линия	Начало участка	Конец участка	Длина участка, км	Ip, А	cosφ	sinφ	Сечение провода, мм ²	го, Ом/км	хо, Ом/км	ΔРл, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Л-1	1-3-10	1-3-11	0,032	7,122	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,01
Л-1	1-3-8	1-3-10	0,064	10,398	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,03
Л-1	1-3-6	1-3-8	0,064	13,247	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,04
Л-1	1-3-5	1-3-6	0,032	15,954	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,03
Л-1	1-3-4	1-3-5	0,032	17,805	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,04
Л-1	1-3-3	1-3-4	0,032	20,084	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,05
Л-1	1-3-2	1-3-3	0,032	21,438	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,05
Л-1	1-3-1	1-3-2	0,032	23,816	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,07
Л-1	1-3	1-3-1	0,032	25,640	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,08
Л-1	1-11	1-14	0,032	7,122	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,01
Л-1	1-10	1-11	0,032	10,398	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,01
Л-1	1-9	1-10	0,032	13,247	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,02
Л-1	1-8	1-9	0,032	15,954	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,03
Л-1	1-7	1-8	0,032	20,084	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,05
Л-1	1-6	1-7	0,032	21,438	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,05
Л-1	1-5	1-6	0,032	23,816	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,07
Л-1	1-3	1-5	0,064	25,640	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,15
Л-1	КТП 01	1-3	0,15	38,716	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,81
Л-2	10	10-2	0,096	7,122	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,03
Л-2	9	10	0,032	10,398	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,02
Л-2	8	9	0,034	13,247	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,03
Л-2	КТП 01	8	0,27	17,805	0,96	0,28	50	0,64	0,078	0,16
									ИТОГО	1,81

Таблица 5.8 – Расчеты потерь в линиях 0,4 кВ, отходящих от ТП-39-02-02

Линия	Начало участка	Конец участка	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Сечение провода, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔP_L , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Л-1	15	16	0,032	7,122	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,01
Л-1	14	15	0,032	10,398	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,01
Л-1	13	14	0,032	13,247	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,02
Л-1	12	13	0,032	15,954	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,03
Л-1	12	12-2	0,1	7,122	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,02
Л-1	11	12	0,08	17,805	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,09
Л-1	10	11	0,032	20,084	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,05
Л-1	6	10	0,126	21,438	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,21
Л-1	6-12	6-13	0,065	7,122	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,01
Л-1	6-12	6-12-1	0,065	7,122	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,01
Л-1	6-10	6-12	0,068	10,398	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,03
Л-1	6-5	6-10	0,162	13,247	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,10
Л-1	6-3	6-5	0,064	17,805	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,07
Л-1	6-2	6-3	0,034	20,084	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,05
Л-1	6	6-2	0,062	21,438	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,10
Л-1	4	6	0,068	35,782	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,31
Л-1	2	4	0,065	37,291	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,33
Л-1	1	2	0,032	38,716	0,96	0,28	25	1,2	0,0816	0,17
Л-1	1-31	1-33	0,056	7,122	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,02
Л-1	1-30	1-31	0,028	10,398	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,02
Л-1	1-29	1-30	0,028	13,247	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,03
Л-1	1-16	1-29	0,364	15,954	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,53
Л-1	1-15	1-16	0,056	17,805	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,10
Л-1	1-13	1-15	0,062	20,084	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,14
Л-1	1-11	1-13	0,058	21,438	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,15
Л-1	1-6	1-11	0,128	25,640	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,48
Л-1	1-4	1-6	0,063	27,064	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,26
Л-1	1-3	1-4	0,059	30,768	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,32
Л-1	1-1	1-3	0,15	32,904	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,93
Л-1	1А-9	1А-10	0,026	7,122	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,01
Л-1	1А-8	1А-9	0,026	10,398	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,02
Л-1	1А-7	1А-8	0,026	13,247	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,03
Л-1	1А-6	1А-7	0,026	15,954	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,04
Л-1	1А-5	1А-6	0,026	17,805	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,05
Л-1	1А-4	1А-5	0,026	21,438	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,07
Л-1	1А-1	1А-4	0,15	23,816	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,49
Л-1	1-1	1А-1	0,036	25,640	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,14
Л-1	1	1-1	0,028	46,358	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,35
Л-1	КТП 02	1	0,034	71,492	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	1,00
Л-2	3	5	0,058	47,481	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,75
Л-2	КТП 02	3	0,089	62,968	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	2,02
									ИТОГО	9,54

Таблица 5.9 – Расчеты потерь в линиях 0,4 кВ, отходящих от ТП-39-02-03

Линия	Начало участка	Конец участка	Длина участка, км	I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Сечение провода, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$\Delta P_{л}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Л-1	8	13	0,148	10,398	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,09
Л-1	7	8	0,032	13,247	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,03
Л-1	6	7	0,032	15,954	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,05
Л-1	5	6	0,032	17,805	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,06
Л-1	4	5	0,032	20,084	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,07
Л-1	2	4	0,064	21,438	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,17
Л-1	1	2	0,032	23,816	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,10
Л-1	КТП 03	1	0,058	25,640	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,22
Л-2	12	14	0,068	10,398	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,04
Л-2	8	12	0,19	13,247	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,19
Л-2	7	8	0,048	15,954	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,07
Л-2	6	7	0,052	17,805	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,09
Л-2	КТП 03	6	0,23	23,816	0,96	0,28	16	1,91	0,0853	0,75
									ИТОГО	1,94

Таким образом, суммарные потери в линиях 0,4 кВ составят:

$$P_{\text{сумм.0,4кВ}} = 1,81 + 9,54 + 1,94 = 13,29 \text{ кВт.}$$

Далее рассчитаем потери в линиях 10 кВ, питающих ТП, согласно схеме рисунка 2.2. Этот расчет после расчета нагрузок 10 кВ (таблица 5.10) представим в виде таблицы 5.11.

Таблица 5.10 – Расчеты нагрузок в сети 10 кВ

Линия	Длина участка, км	Кол-во потребителей	Коэффициент одно-временности, K_0	Суммарная мощность потребителей, кВА	Расчетная нагрузка, S_p , кВА	Расчетный ток I_p , А
1	2	3	4	5	6	7
20-24 (ТП 02)	0,4	1	1	160	160,000	9,238
20-4 - ТП 03	0,7	1	1	63	63,000	3,637
20 - 20-4	0,2	2	0,9	163	146,700	8,470
Шины ПС 10 кВ - оп.20	1,5	3	0,85	323	274,550	15,852

Таблица 5.11 – Расчеты потерь в линиях 10 кВ, питающих ТП

Линия	Длина участка, км	Расчетный ток I_p , А	$\cos\phi$	$\sin\phi$	Сечение провода, мм ²	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔP_L , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
20-24 (ТП 02)	0,4	9,238	0,96	0,28	35	0,986	0,4	0,10
20-4 - ТП 03	0,7	3,637	0,96	0,28	35	0,986	0,4	0,03
20 - 20-4	0,2	8,470	0,96	0,28	35	0,986	0,4	0,04
Шины ПС 10 кВ - оп.20	1,5	15,852	0,96	0,28	35	0,986	0,4	1,11

Таким образом, суммарные потери в линиях 10 кВ составят 1,29 кВт.

Потери во всех линиях тогда получатся равными:

$$P_{\text{Л}} = 13,29 + 1,29 = 14,58 \text{ кВт.}$$

Число часов максимальной нагрузки (коммунально-бытовая) [18]:

$$T_M = 2600 \text{ ч.}$$

Тогда время максимальных потерь:

$$\tau = (0,124 + T_M / 10000)^2 \cdot 8760, \quad (5.10)$$

$$\tau = (0,124 + 2600/10000)^2 \cdot 8760 = 1292 \text{ ч.}$$

Технические потери ЭЭ в линиях:

$$\Delta W_{\text{Л}} = 14,58 * 1292 = 18837 \text{ кВт.ч.}$$

Параметры трансформаторов ТП представим в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Параметры трансформаторов ТП

$S_{\text{ном.т.}}$, кВА	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
1	2	3	4	5
100	0,36	1,97	4,5	2,6
160	0,54	3,1	4,5	2,4
63	0,26	1,28	4,5	2,8

Потери ЭЭ в трансформаторах определим по формуле (5.6):
для ТП 39-02-01 (100 кВА):

$$\Delta W_{T1} = 0,36 \cdot 8760 + 1,97 \cdot \left(\frac{35,712}{100}\right)^2 \cdot 1292 = 3478 \text{ кВт. ч.};$$

для ТП 39-02-02 (160 кВА):

$$\Delta W_{T2} = 0,54 \cdot 8760 + 3,1 \cdot \left(\frac{84,956}{160}\right)^2 \cdot 1292 = 5860 \text{ кВт. ч.};$$

для ТП 39-02-03 (63 кВА):

$$\Delta W_{T3} = 0,26 \cdot 8760 + 1,28 \cdot \left(\frac{31,248}{63}\right)^2 \cdot 1292 = 2685 \text{ кВт. ч.}$$

Таким образом, суммарные технические потери ЭЭ на Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин» составят:

$$\Delta W_{\text{ТЕХ}} = 18837 + 3478 + 5860 + 2685 = 30860 \text{ кВт.ч.}$$

Технические потери ЭЭ на Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин» в процентном соотношении относительно общего отпуска в сеть, по фидеру:

$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2018 \text{ г.}) = 30860 / 362791 \cdot 100 = 8,51 \text{ \%};$$

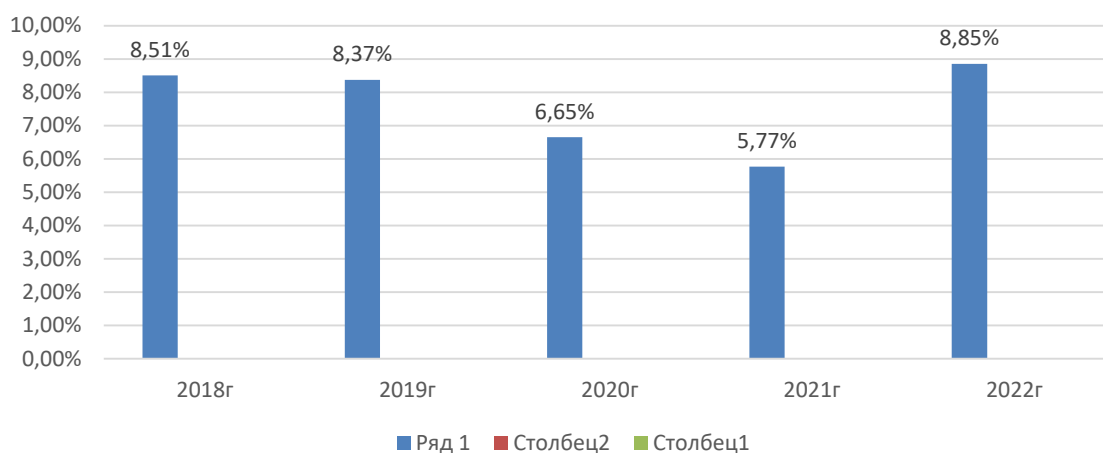
$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2019 \text{ г.}) = 30860 / 368562 \cdot 100 = 8,37 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2020 \text{ г.}) = 30860 / 464139 \cdot 100 = 6,65 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2021 \text{ г.}) = 30860 / 534519 \cdot 100 = 5,77 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{ТЕХ, \%}} (2022 \text{ г.}) = 30860 / 348621 \cdot 100 = 8,85 \text{ \%}.$$

Технические потери ЭЭ по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» с 2018 по 2022 гг



5.2 Расчет коммерческих потерь электроэнергии

Для анализа эффективности внедрения АИСКУЭ, определим коммерческие потери ЭЭ по каждому году рассматриваемого пятилетнего периода. Как известно, коммерческие потери ЭЭ составляют разницу между полными потерями и рассчитанными ранее техническими потерями ЭЭ:

$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2018 \text{ г.}) = 134921 - 30860 = 104061 \text{ кВт.ч.};$$

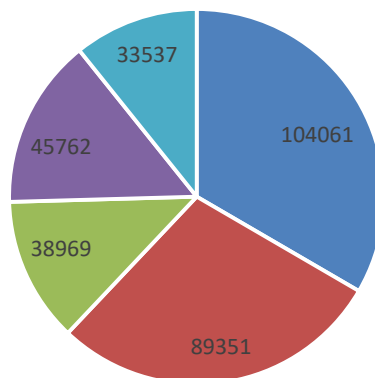
$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2019 \text{ г.}) = 120211 - 30860 = 89351 \text{ кВт.ч.};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2020 \text{ г.}) = 69829 - 30860 = 38969 \text{ кВт.ч.};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2021 \text{ г.}) = 76622 - 30860 = 45762 \text{ кВт.ч.};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ}} (2022 \text{ г.}) = 64397 - 30860 = 33537 \text{ кВт.ч.}$$

Коммерческие потери ЭЭ по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» с 2018 по 2022 гг



■ 2018г ■ 2019г ■ 2020г ■ 2021г ■ 2022г

Коммерческие потери ЭЭ на Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин» в процентном соотношении относительно общего отпуска в сеть, по фидеру:

$$\Delta W_{\text{КОММ. \%}} (2018 \text{ г.}) = 104061 / 362791 * 100 = 28,68 \text{ \%};$$

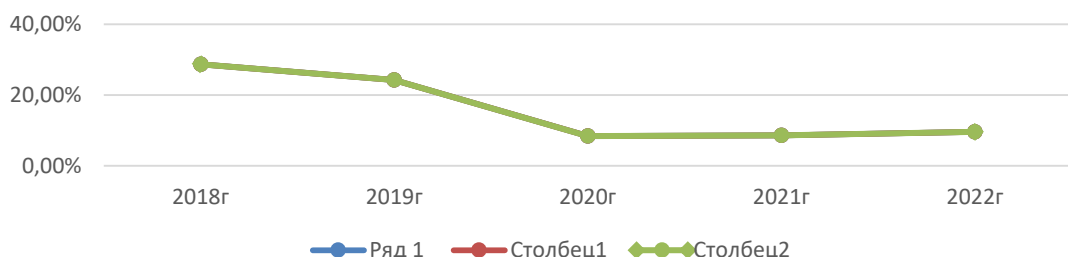
$$\Delta W_{\text{КОММ. \%}} (2019 \text{ г.}) = 89351 / 368562 * 100 = 24,24 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ. \%}} (2020 \text{ г.}) = 38969 / 464139 * 100 = 8,40 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ. \%}} (2021 \text{ г.}) = 45762 / 534519 * 100 = 8,56 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\text{КОММ. \%}} (2022 \text{ г.}) = 33537 / 348621 * 100 = 9,62 \text{ \%}.$$

Коммерческие потери ЭЭ на Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин» в процентном соотношении относительно общего отпуска в сеть, по фидеру:



На рисунке 5.1 изображен график баланса ЭЭ по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин» за каждый год пятилетнего периода, на рисунке 5.2 изображен годовой график коммерческих и технических потерь по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин» за каждый год пятилетнего периода.

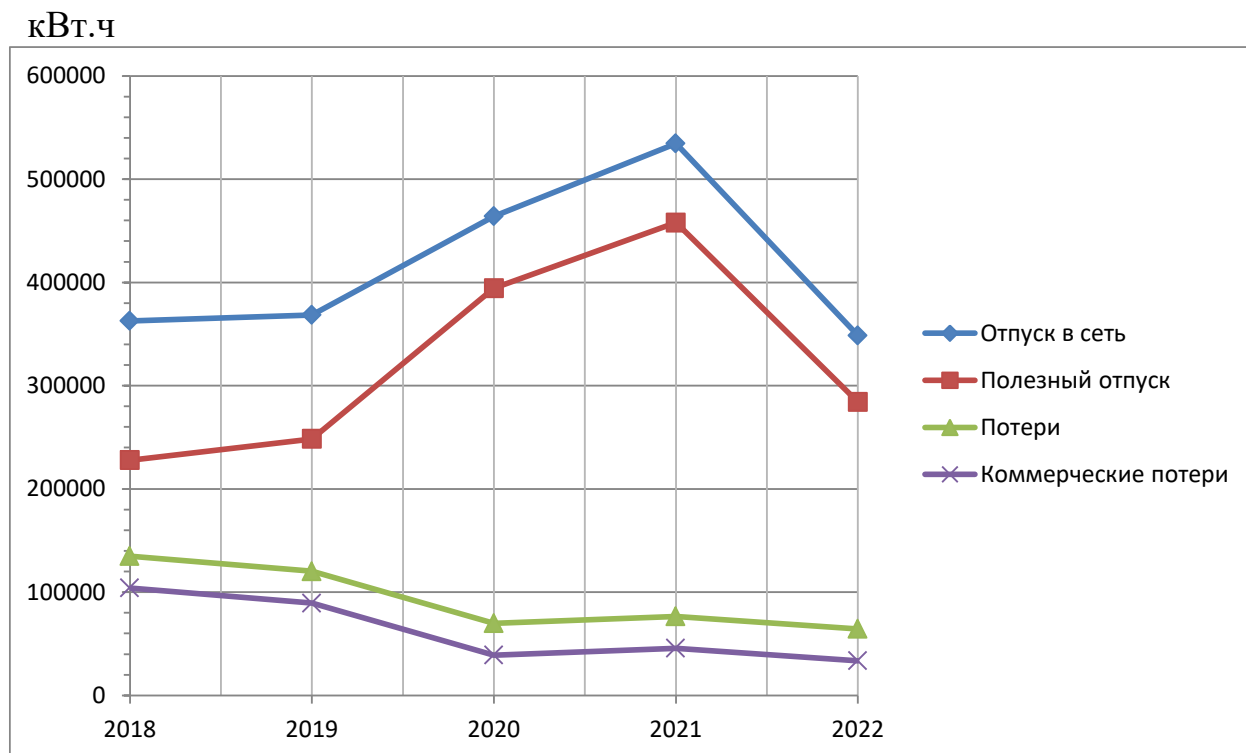


Рисунок 5.1 – Годовой график баланса ЭЭ по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

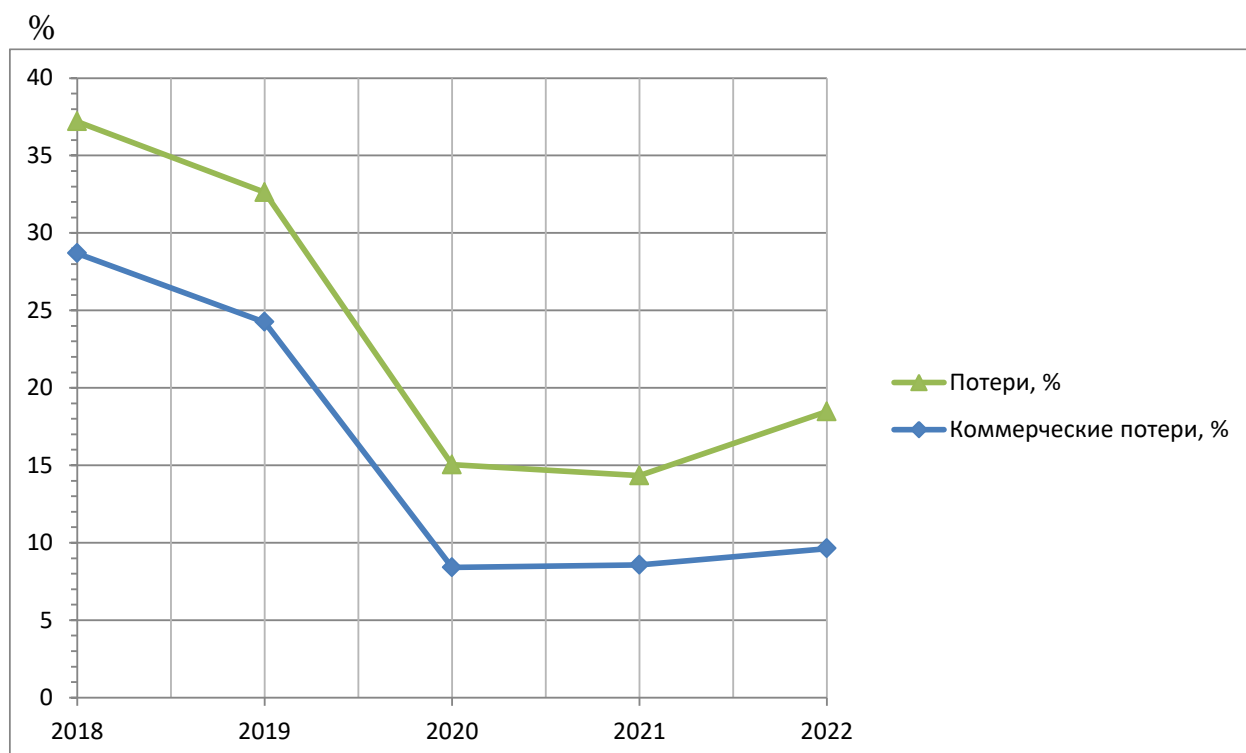


Рисунок 5.2 – Годовой график потерь ЭЭ по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»

Из графиков видно, что после установки АИСКУЭ в 2019 году, коммерческие потери сократились почти в 2 раза. Это свидетельствует тому, что установка АИСКУЭ эффективно предотвращает хищения ЭЭ.

Экономия – это разница между коммерческими потерями до и после установки АИСКУЭ, умноженная на тариф ЭЭ.

В 2019 году одно ставочный тариф составлял 2,35 руб., в 2020 году 2,55 руб., в 2021 году – 2,68 руб., в 2022 году – 2,93 руб. для Республики Тыва.

Тогда экономия составит:

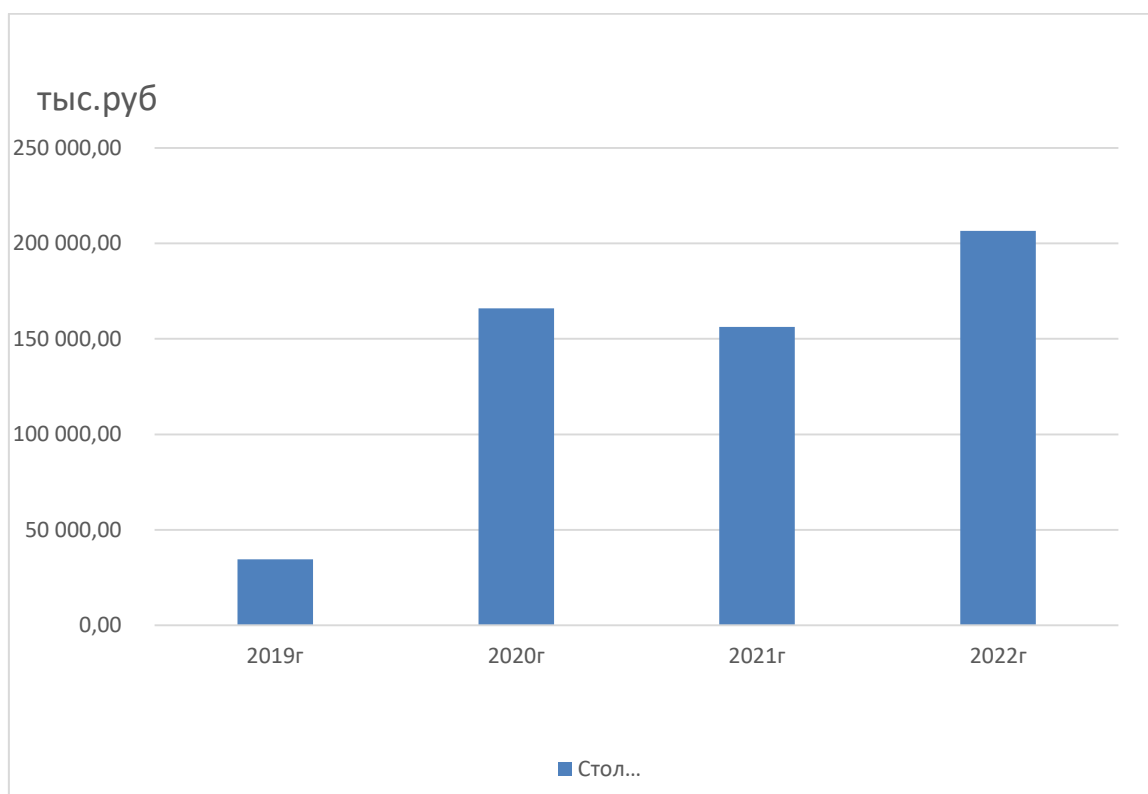
$$E_{2019} = (104061 - 89351) * 2,35 = 34568 \text{ руб.};$$

$$E_{2020} = (104061 - 38969) * 2,55 = 165985 \text{ руб.};$$

$$E_{2021} = (104061 - 45762) * 2,68 = 156241 \text{ руб.};$$

$$E_{2022} = (104061 - 33537) * 2,93 = 206635 \text{ руб.}$$

Разница между коммерческими потерями до и после установки АИСКУЭ



По данным проекта по созданию АИСКУЭ на электросетевых объектах

по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин», полная стоимость внедрения АИСКУЭ составляет 1406595 руб.

Для расчета срока окупаемости принимаем среднюю экономию за 2020-2022 гг.:

$$E_{\text{ср}} = (165985 + 156241 + 206635) / 3 = 176287 \text{ руб.}$$

$$T_{\text{ок}} = 1406595 / 176287 = 7,98 \text{ лет.}$$

Таким образом, внедрение АИСКУЭ на электросетевых объектах по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин» имеет срок окупаемости 8 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы над ВКР выполнен анализ эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго».

В теоретической части работы рассмотрены общие сведения, причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии, а также мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях.

В аналитической части работы произведен анализ потребления электроэнергии и потерь по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго», сделаны соответствующие выводы об изменении потребления электроэнергии по годам и месяцам в году.

В практической части произведен расчет технических и коммерческих потерь мощности и электрической энергии и сделаны выводы об эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 39-02 ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго».

В период действия системы АИСКУЭ с каждым годом при увеличении потребителей увеличивался и отпуск в сеть и полезный отпуск, но при этом потери ЭЭ имели тенденцию к уменьшению (нет резких всплесков в сторону увеличения), т.е. происходил закономерный процесс их снижения за счет действия системы АИСКУЭ.

После установки АИСКУЭ в 2019 году и в период действия этой системы до конца 2022 года потери ЭЭ снизились практически в 2 раза (в среднем за год в процентном соотношении к величине общего отпуска в сеть по Ф. 39-02 ПС «Дон-Терезин»).

Практическая значимость исследований обусловлена тем, что предложенная конфигурация системы коммерческого учета электроэнергии может быть использована для внедрения АИСКУЭ на других подобных объектах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. – 48 с.
2. Герасименко, А. А., Федин, В. Т. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 715 с.
3. Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. Расчет анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ «ЭНАС», 2005. – 277 с.
4. Железко Ю. С., Шаров Ю. В., Зарудский Г. К., Сипачева О. В., Шведов Г. В. Потери электроэнергии в электрических сетях: основные сведения, расчет и нормирование / уч. пособие. – М.: ЗАО «Издательский дом МЭИ», 2007. – 128 с.
5. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии, реактивная мощность, качество электроэнергии // Руководство для практических расчётов. – М.: Издательство НЦ «ЭНАС», 2009. – 455 с.
6. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. – 254 с.
7. Потери электроэнергии в электрических сетях [Электронный ресурс]. – URL: <https://asutpp-ru.turbopages.org/s/asutpp.ru/poteri-jelektrojenergii-v-jelektricheskikh-setjah.html> (дата обращения 01.06.2023).
8. ГОСТ 31818.11-2012 Счетчики электрической энергии электронные.
9. ГОСТ Р 52320-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.
10. ГОСТ Р 52321-2005 (МЭК 62053-11:2003) Группа П32. Национальный стандарт Российской Федерации. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока Частные требования Часть 11. Электромеханические счетчики активной энергии. Классов точности 0,5; 1 и 2.
11. Федеральный закон "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" от 23.11.2009 N 261-ФЗ.

12. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс]. – М. : ЭНЕРГИЯ, 2013. – 348 с. – URL: <http://www.iprbookshop.ru/22731> (дата обращения 01.06.2023).

13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс]. – М. : ЭНЕРГИЯ, 2013. – 332 с. – Режим доступа : <http://www.iprbookshop.ru/22732> (дата обращения 01.06.2023).

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

15. СП 256.1325800.2016 Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа.

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

17. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. - М.: ПАО «Россети». - 2017. – 196 с.

18. 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.

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

20. РД 34.20.178-81 Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения.

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

22. ГОСТ 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

23. Александров, Н. В. Особенности эксплуатации сельских электрических сетей [Электронный ресурс]. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-ekspluatatsii-selskih-elektricheskikh-setey> (дата обращения 01.06.2023).

24. Счетчик электроэнергии однофазный многотарифный СЕ208-С4 [Электронный ресурс]. – URL:

http://www.energomera.ru/ru/products/meters/ce208c4_spodes (дата обращения 01.06.2023).

25. Счетчик электроэнергии однофазный многотарифный CE308-S31 [Электронный ресурс]. – URL: http://www.energomera.ru/ru/products/meters/ce308s31_spodes (дата обращения 01.06.2023).

26. АСКУЭ. Варианты построения. Каталог фирмы «Энергомера» [Электронный ресурс]. – URL: http://www.energomera.ru/documentations/catalog/energomera_catalog_askue_8680.pdf (дата обращения 01.06.2023).

27. АСКУЭ на базе канала связи LoRaWAN [Электронный ресурс]. – URL: http://www.energomera.ru/ru/products/askue/variants/askue_lora (дата обращения 01.06.2023).

28. Руководство пользователя счетчиков CE208, CE308 [Электронный ресурс]. – URL: http://www.energomera.ru/documentations/product/ce208_ce308_v9_x_10_x_spds_gr.pdf (дата обращения 01.06.2023).

29. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 (ред. от 28.04.2023) "Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг...".

30. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений".

31. Приказ Минэнерго России № 1272 от 30.11.2022 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по единой национальной (общероссийской) электрической сети, осуществляемой публичным акционерным обществом «Федеральная сетевая компания – Россети» с использованием объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих публичному акционерному обществу «Федеральная сетевая компания – Россети» на праве собственности или ином законном основании, на 2023 год».

32. 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.

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. Торопов

инициалы, фамилия

« 03 »

07

2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

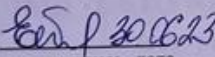
код – наименование направления

Анализ эффективности внедрения АИСКУЭ по фидеру 39-02

ПС «Дон-Терезин» АО «Тываэнерго»

тема

Руководитель


подпись, дата

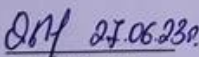
доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

Е. В. Платонова

инициалы, фамилия

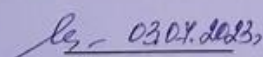
Выпускник


подпись, дата

А. А. Ондар-Бириней

инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

И.А. Кычакова

инициалы, фамилия

Абакан 2023