

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков

подпись

инициалы, фамилия

«___» _____ 2020 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту _____
(фамилия, имя, отчество)

Группа 16-1

Специальность 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код) (наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Анализ эффективности внедрения системы АСКУЭ по фидеру 36-06 подстанции «Копьево».

Утверждена приказом по институту № __ от _____

Руководитель ВКР Платонова Е. В., доцент кафедры «электроэнергетика»
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для дипломного ВКР

Перечень разделов дипломного проекта:

ВВЕДЕНИЕ

1 Краткая характеристика предприятия

2 Теоретические и практические основы АСКУЭ

2.1 Цели создания АСКУЭ и её функции

3 Проект АСКУЭ Хакасэнерго для фидера 36-06

4 Приборы учета электроэнергии

4.1 Классификация счетчиков электроэнергии

4.2 Особенности индукционных и электронных счетчиков

4.3 Проблемы энергоучета в энергосистемах

4.4 Счетчики Матрица

5 Потери электроэнергии в энергосистемах

5.1 Общие сведения о потерях электроэнергии в районных электрических сетях

5.2 Структура коммерческих потерь электроэнергии

5.2.1 Коммерческие потери электроэнергии, обусловленные погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям

5.2.2 Коммерческие потери электроэнергии, обусловленные занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности и хищений электроэнергии

5.2.3 Коммерческие потери, обусловленные задолженностью по оплате за электроэнергию

5.3 Пути снижения коммерческих потерь

6 Расчет составляющих потерь для сетей от ТП 36-06-01

6.1 Краткая характеристика предприятия

6.2 Расчет технических и коммерческих потерь для сетей от ТП 36-06-01

7 Снижение потерь посредством реконструкции участка сети 0,4 кВ

7.1 Расчет технических потерь для сетей от ТП 36-06-01

8 Анализ динамики потерь электроэнергии в электрических сетях

8.1 Потери электроэнергии за 2012-2019 год

9 Инновационные решения в сфере учета электроэнергии

10 Анализ зависимости потерь от количества приборов учета

11 Анализ экономического эффекта от внедрения АСКУЭ

Заключение

Список использованных источников

Перечень обязательных листов графической части

1 Схема фидера 36-06

2 Анализ структуры потерь

3 Реконструированная схема фидера от ТП 36-06-01

Руководитель ВКР

/ Е.В. Платонова

(подпись, инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению

/

(подпись, инициалы и фамилия студента)

25 февраля 2020 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ эффективности внедрения системы АСКУЭ на ПС «Копьево» Ф 36-06» содержит 63 страницы текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ, КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ, ПРИБОР УЧЕТА, АСКУЭ, ПОТРЕБИТЕЛЬ.

Объект работы – ЭС «Орджоникидзевогo РЭС», Ф 36-06, ПАО "МРСК - Сибири" - "Хакасэнерго".

Целью работы – Анализ эффективности внедрения системы АСКУЭ на ПС «Копьево» Ф 36-06.

Предмет работы – Ф 36-06, ТП 10/0,4 кВ.

Цель работы:

1. Анализ процесса электропотребления по Ф 36-06;
2. Анализ потерь до и после внедрения системы АСКУЭ;
3. Анализ причин возникновения отрицательных потерь;
4. Выявления причин потерь после внедрения системы АСКУЭ.
5. Оценка экономической эффективности проекта

В результате выпускной квалификационной работы проанализированы потери электроэнергии. При решении поставленных задач были использованы методы оценки потерь и методы оценки факторов, влияющих на потери. Расчеты и графические построения производились в программе EXCEL.

В результате выполненной работы были выделены факторы, оказывающие наибольшее влияние на потери электроэнергии по Ф 36-06. Выявлены недостатки системы, проявившиеся при ее эксплуатации. Выявлены недостатки системы оплаты энергоресурсов.

ABSTRACT

The final qualifying work on the topic "Analysis of the effectiveness of the implementation of AMR system at the Kopyevo Feeder 36-06 substation" contains pages of a text document, sources used, 3 sheets of graphic material.

ANALYSIS OF LOSS OF ELECTRIC POWER, EFFICIENCY OF IMPLEMENTATION, COMMERCIAL LOSSES, ACCOUNTING DEVICE, ASKUE, CONSUMER.

Object of work - ES "Ordzhonikidze RES", F 36-06, PJSC "IDGC of Siberia" - "Khakasenergo".

The purpose of the work is the Analysis of the effectiveness of the implementation of the ASKUE system at the Kopyevo substation F 36-06.

Subject of work - F 36-06, TP 10 / 0.4 kV.

Objective:

1. Analysis of the process of power consumption according to F 36-06;
2. Analysis of losses before and after the implementation of the ASKUE system;
3. Analysis of the causes of negative losses;
4. Identification of the causes of losses after the introduction of the ASKUE system.

As a result of final qualification work, the losses of electricity are analyzed. In solving the tasks, methods for assessing losses and factors affecting them were used. Calculations and graphical constructions were performed in the EXCEL program.

As a result of the work performed, factors were identified that have the greatest impact on electricity losses according to F 36-06. The flaws of the system revealed during its operation are revealed. Deficiencies in the system of payment for energy resources have been identified.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Краткая характеристика объекта.....	9
2 Теоретические и практические основы АСКУЭ.....	10
2.1 Цели создания АСКУЭ и её функции.....	10
3 Проект АСКУЭ Хакасэнерго для фидера 36-06.....	12
4 Приборы учета электроэнергии.....	15
4.1 Классификация счетчиков электроэнергии.....	15
4.2 Особенности индукционных и электронных счетчиков.....	16
4.3 Проблемы энергоучета в энергосистемах.....	17
4.4 Счетчики Матрица.....	18
5 Потери электроэнергии в энергосистемах.....	19
5.1 Общие сведения о потерях электроэнергии в районных электрических сетях.....	19
5.2 Структура коммерческих потерь электроэнергии.....	21
5.2.1 Коммерческие потери электроэнергии, обусловленные погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям.....	21
5.2.2 Коммерческие потери электроэнергии, обусловленные занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности и хищений электроэнергии.....	22
5.2.3 Коммерческие потери, обусловленные задолженностью по оплате за электроэнергию.....	24
5.3 Пути снижения коммерческих потерь.....	25
6 Расчет составляющих потерь для сетей от ТП 36-06-01.....	28
6.1 Краткая характеристика предприятия.....	28
6.2 Расчет технических и коммерческих потерь для сетей от ТП 36-06-01.....	32
7 Снижение потерь посредством реконструкции участка сети 0,4 кВ.....	36
7.1 Расчет технических потерь для сетей от ТП 36-06-01.....	36
8 Анализ динамики потерь электроэнергии в электрических сетях.....	39
8.1 Потери электроэнергии за 2012-2019 год.....	39
9 Инновационные решения в сфере учета электроэнергии.....	51
10 Анализ зависимости потерь от количества приборов учета.....	52
11 Анализ экономического эффекта от внедрения АСКУЭ.....	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	60

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире влияние электроэнергетической отрасли на развитие национальных экономик трудно переоценить, так как подавляющее большинство хозяйствующих объектов используют электроэнергию как основной или даже единственный источник энергии.

В странах с развитой экономикой энергоресурсы наравне со всевозможными товарами из других отраслей являются объектом купли-продажи, на которую распространяются все действующие правила коммерческого учета касательно как количественной, так и качественной его составляющих, поэтому обеспечение коммерческого учета энергоресурсов рассматривается как неотъемлемый элемент, присущий принципам построения рыночных экономических отношений, который предопределяет и техническое обеспечение такого учета. Учет охватывает все звенья производства и потребления энергоресурсов, однако коммерческий учет касается исключительно сферы покупки-продажи, то есть регулирует взаимоотношения между продавцами и покупателями как субъектами хозяйствования, так и физическими лицами.

Применение автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии позволяет свести к минимуму участие человека на этапе измерения, сбора и обработки данных и обеспечивает достоверный, оперативный и гибкий, адаптированный к различным тарифным системам учет энергии.

Коммерческие потери электроэнергии являются серьезным финансовым убытком сетевых предприятий. Денежные средства, направляющиеся на оплату коммерческих потерь могут быть израсходованы на решение важных задач в области электроснабжения. Коммерческие потери электроэнергии являются тормозящим фактором развития электроэнергетики и как следствие экономики страны. Таким образом внедрение автоматизированных систем контроля и учета энергоресурсов является стратегическим направлением повышения эффективности энергетического потенциала страны

Снижение коммерческих потерь электроэнергии является комплексной задачей, которая в своем решении требует разработки конкретных мероприятий на основе предварительного обследования энергообъектов и определения фактической структуры потерь электроэнергии и их причин.

1 Краткая характеристика объекта

Объектом для исследования в данной выпускной квалификационной работе был выбран фидер 36-06, который находится в поселке Копьево и входит в состав Орджоникидзевского РЭС ПАО «МРСК Сибири» – филиала Хакасэнерго.

Данный фидер, отходит от трансформаторной подстанции №36 «Копьево» которая преобразует напряжение 110 кВ в напряжение 10 кВ и обеспечивает электроснабжение части потребителей поселка Копьево. (См.Лист1).

К данному фидеру подключены физические лица, юридические лица, общественные учреждения такие как центральная районная больница, райтоп, банно-прачечный комплекс, лесхоз, районное потребительское общество, дорожное ремонтно-строительное управление, санитарно-эпидемиологическая станция, а также предприятия (Асфальтобетонный завод, колбасный цех, артель «Хакасия», ЧП «Спутник»). На данном участке рассредоточено 23 комплектных одно трансформаторных подстанции сельского типа к которым подключено 1004 объекта по состоянию на 2019 год. На данном фидере устанавливались приборы учета СЕ 208 и СЕ 303 в период с октября 2012 по май 2013 года.

Основным способом уменьшения издержек организации является снижение потерь электроэнергии в сетях воздушных линий (ВЛ). Для снижения потерь используются реконструкции участков электрических сетей, а именно изменение ВЛ путем замены алюминиевого стального провода (АС) на самонесущий изолированный кабель(СИП). Также предприятие производит установку приборов учета на фидеры с большими потерями. Таким образом цель данной выпускной квалификационной работы (ВКР) - это анализ внедрения системы АСКУЭ, предложения по снижению уровня потерь на примере Ф 36-06.

Интеллектуальные приборы учета увеличивают качество энергоснабжения, которое оставалось на низком уровне продолжительный период времени из-за вмешательства сторонних лиц или недобросовестных соседей в работу электросетей, счетчики обезопасят от несанкционированных подключений, что приведет к выравниванию напряжения в сети. Электронные счетчики имеют высокий класс точности, дают возможность переключиться на многотарифное потребление и значительно сэкономят на оплате за электроэнергию.

2 Теоретические и практические основы АСКУЭ

АСКУЭ должна быть создана как трехуровневая автоматизированная система с распределенной функцией измерения и централизованным управлением. Система в целом должна состоять из следующих компонентов:

- 1) Измерительные компоненты:
 - измерительно-информационные комплексы точек учёта (ИИК ТУ) – 1-й уровень;
- 2) Комплексные компоненты:
 - информационно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ)–2-й уровень;
 - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) – 3-й уровень;
- 3) Связующие компоненты: технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура) и каналы связи. [25]

На уровне ИИК ТУ должно обеспечиваться автоматическое проведение измерений в точке измерений. В состав ИИК ТУ входят:

- 1) Счётчики электрической энергии;
- 2) Вторичные измерительные цепи;
- 3) Существующие измерительные трансформаторы тока и напряжения;

На уровне ИВКЭ должны обеспечиваться:

- 1) Интерфейс доступа к информации по учёту электрической энергии ИИКТУ;
- 2) Автоматический сбор информации по учёту электрической энергии от ИИК ТУ;
- 3) Автоматический сбор информации о состоянии средств измерений.

В состав ИВКЭ входят:

- 1) концентраторы данных, обеспечивающие интерфейс доступа к ИИК ТУ;
- 2) технические средства организации каналов передачи данных (каналообразующая аппаратура).

2.1 Цели создания АСКУЭ и её функции

Основной целью создания и функционирования АСКУЭ является измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на розничном рынке электроэнергии.

В результате создания системы, должны быть достигнуты следующие показатели объекта автоматизации:

- 1) технические:
 - увеличение точности учета;
 - увеличение номенклатуры считываемых параметров;
 - увеличение оперативности сбора информации за счет ее полной автоматизации;
 - организация функции управления нагрузкой потребителей (дистанционного отключения);
 - формирование отчетных форм требуемого формата и номенклатуры;
- 2) технологические:
 - составление технологического баланса;
 - диагностика состояний средств учета;
- 3) - производственно-экономические:
 - использование данных, формируемых системой, для анализа и решения экономических и статистических задач по оптимизации затрат на покупку электроэнергии и мощности;
 - составление и контроль технико-экономических планов;
 - уменьшение численности персонала, занятого в системе (эксплуатации) коммерческого учета.

АСКУЭ предназначена для создания клиентоориентированной системы, позволяющей на практике реализовать возможности «интеллектуального учета» в части:

- 1) удалённого сбора данных коммерческого учета потребления электроэнергии и мощности по каждой точке или группе учета на заданных коммерческих интервалах;
- 2) Измерения и многотарифного учета активной и реактивной электрической энергии и мощности;
- 3) Мониторинга состояния средств учёта электроэнергии с использованием расчета балансов;
- 4) Информационного обмена со смежными автоматизированными системами.
- 5) Измерения параметров сети и диагностической информации, с информированием о внештатных ситуациях
- 6) Управления нагрузкой

Другими важными функциями АСКУЭ являются:

- 1) Хранение параметров учёта в базе данных.
- 2) Обеспечение контроля за соблюдением лимитов энергопотребления.
- 3) Вывод расчётных параметров на терминал и/или на устройство печати по требованию оператора.
- 4) Ведение единого системного времени с возможностью его корректировки.

3 Проект АСКУЭ Хакасэнерго для фидера 36-06

Проектом предусматривается установка приборов учета

На трансформаторной подстанции устанавливаются приборы учета СЕ303

трансформаторного включения по току и шкаф АСКУЭ.

Нижний уровень системы АСКУЭ составляют интеллектуальные приборы учета электроэнергии СЕ303 и СЕ208 с использованием радио технологий.

На среднем уровне приборы учета объединяются в единый комплекс с устройством сбора и передачи данных УСПД164-01М, установленного в шкафу АСКУЭ. Счетчики осуществляют передачу измерений на УСПД 164-01М и сервер АСКУЭ по цифровому каналу связи (EIA485, RF). На трансформаторной подстанции сбор данных с приборов учета осуществляет УСПД 164-01М:

расположенных на трансформаторной подстанции – по фрагменту локальной промышленной шины EIA485.

расположенных у абонентов – по радиоканалу.

Верхний уровень системы-это центральный узел сбора и обработки информации, на который поступают данные со всех устройств сбора и передачи, включённых в систему. Для передачи, накапливаемой на уровне ИВКЭ информации в центр сбора и обработки информации используется GSM/GPRS-канал оператора сотовой связи.

После того как информация поступает на сервер ЦОИ Хакасэнерго она обрабатывается, а затем передается, посредством сети Ethernet, на автоматизированное рабочее место в РЭС. На этом уровне используется программное обеспечение АСКУЭ, которое делает возможными визуализацию и анализ полученной информации, подготовку отчётной документации.

УСПД обеспечивает сбор, обработку, накопление, хранение данных со счетчиков, объединение измерений по характерным группам, по заданным тарифам на заданном интервале времени, поиск максимальных мощностей, ведение архивов заданной структуры, а также корректировку встроенных часов счетчика во время осуществления сеансов связи с целью обеспечения синхронности измерений. Корректировка встроенных часов УСПД осуществляется во время сеанса связи с сервером центра сбора данных АСКУЭ.

Для передачи коммерческой информации с УСПД 164-01М трансформаторных подстанций и со счетчиков со встроенным GSM-модемом, расположенных в ВРУ многоквартирных домов, в центр сбора и обработки информации используется GSM/GPRS-канал оператора сотовой связи.

Для съема информации со счетчиков автономным способом в случае повреждения линии связи конструкцией счетчиков СЕ303, СЕ208 предусмотрена возможность использования переносного портативного компьютера типа Notebook с установленным специализированным ПО ЦОИ КТС «Энергомера», с последующей репликацией (переносом) информации в базу данных АСКУЭ ИВК. При автономном съеме информации коррекция времени счетчиков осуществляется в соответствии с текущим календарным временем переносного компьютера.

Структурная схема АСКУЭ представлена на рисунке 3.1

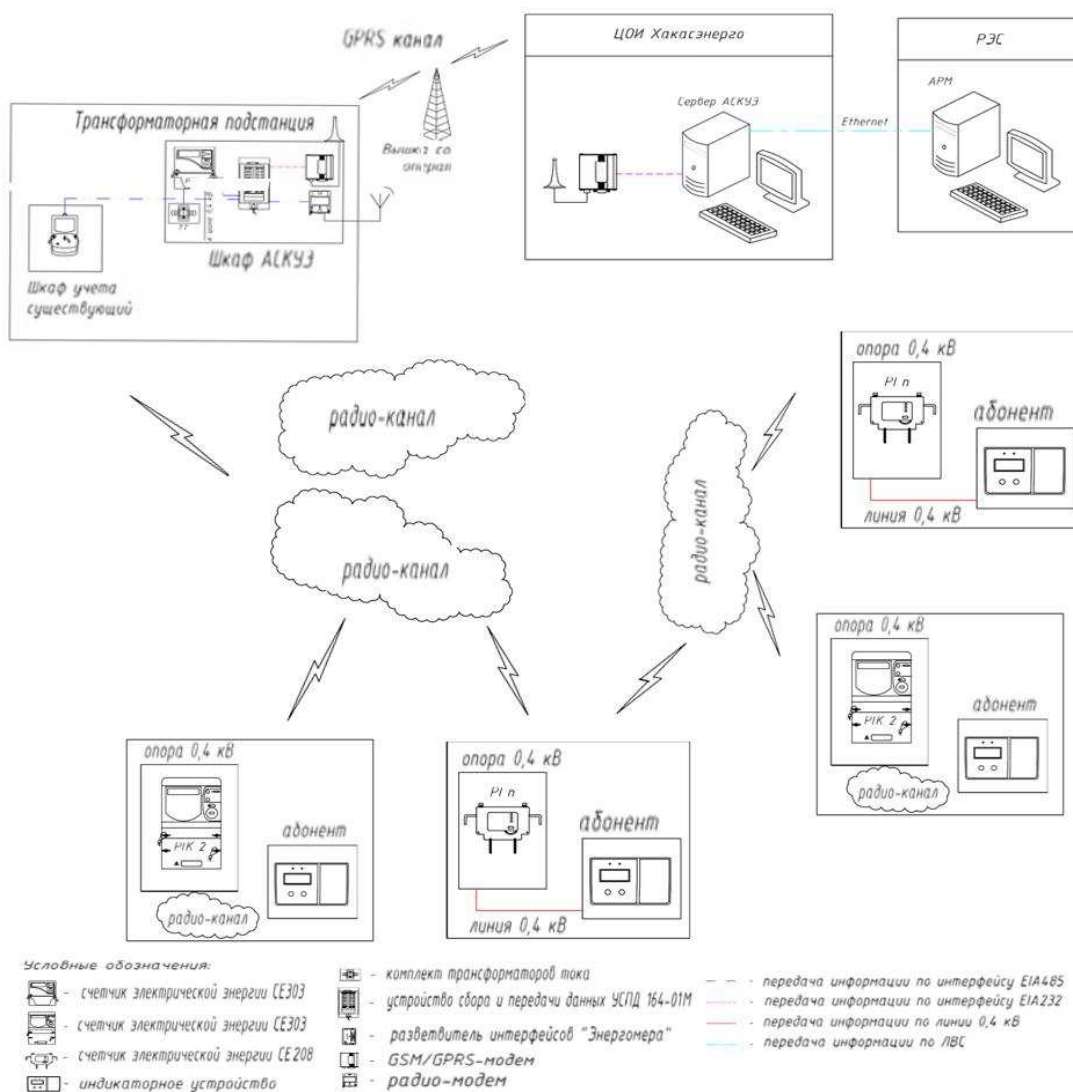


Рисунок 3.1 - Структурная схема АСКУЭ

Непосредственно монтаж АСКУЭ предусматривает выполнение следующих работ:

-монтаж средств измерения — счетчиков и измерительных трансформаторов;

- монтаж оборудования передачи данных;
- прокладка линий связи и кабельных линий к ИИК;
- монтаж оборудования АСКУЭ на объекте.

-Пуско-наладочные работы включают как автономную, так и комплексную наладку компонентов системы, программирование электронных счетчиков и УСПД, установку и отладку программного обеспечения на серверах ИВК.

Для установки счетчика на опору необходимо разместить счетчик в шкафу КДЕ 3. Установка шкафа на опору производится путем фиксирования с помощью крепления и бандажной ленты.

На рисунке 3.2 представлено типовое размещение счетчика на опоре и реконструкция отвода к абоненту на СИП

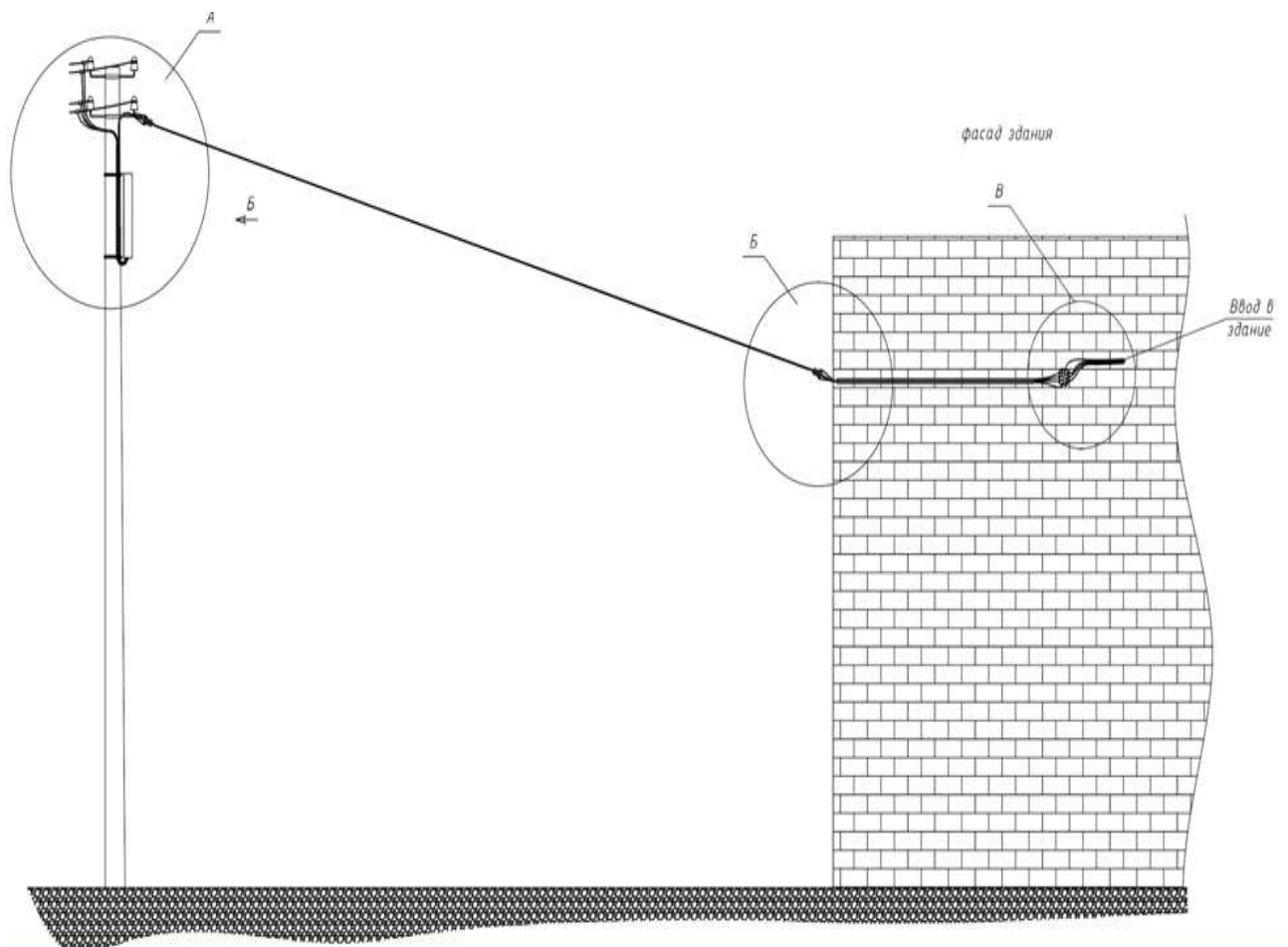


Рисунок 3.2 - Типовое размещение счетчика на опоре и реконструкция отвода к абоненту на СИП

4 Приборы учета электроэнергии

4.1 Классификация счетчиков электроэнергии

Счетчики электроэнергии можно классифицировать по типу измеряемых величин, типу подключения и по типу конструкции.

По способу включения счетчики можно разделить на 3 группы

1) Счетчики непосредственного включения (прямого включения), включаются в сеть без измерительных трансформаторов. Такие счетчики выпускаются для сетей 0,4/0,23 кВ на токи до 100 А.

2) Счетчики полукосвенного включения, своими токовыми обмотками включаются через трансформаторы тока. Обмотки напряжения включаются непосредственно в сеть. Область применения - сети до 1 кВ.

3) Счетчики косвенного включения, включаются в сеть через трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Область применения - сети выше 1 кВ.

Счетчики косвенного включения изготавливаются двух типов. Трансформаторные счетчики - предназначены для включения через измерительные трансформаторы, имеющие определенные наперед заданные коэффициенты трансформации. Эти счетчики имеют десятичный пересчетный коэффициент (10п). Трансформаторные универсальные счетчики - предназначены для включения через измерительные трансформаторы, имеющие любые коэффициенты трансформации. Для универсальных счетчиков пересчетный коэффициент определяется по коэффициентам трансформации установленных измерительных трансформаторов.

Также по измеряемым величинам различают однофазные и трехфазные счетчики. Однофазные счетчики применяются для учета электроэнергии у потребителей, питание которых осуществляется однофазным током (в основном, бытовых). Для учета электроэнергии трехфазного тока применяются трехфазные счетчики. Также существуют трехфазные счетчики для измерения тока напряжением в 100 В, которые применяются только с трансформаторами тока в высоковольтных (напряжением выше 660 В) цепях.

Различают несколько конструктивных исполнений счетчиков:

Индукционным (электромеханическим электросчетчиком) называется электросчетчик, в котором магнитное поле неподвижных токопроводящих катушек влияет на подвижный элемент из проводящего материала. Подвижный элемент представляет собой диск, по которому протекают токи,

индуцированные магнитным полем катушек. Количество оборотов диска в этом случае прямо пропорционально потребленной электроэнергии.

Индукционные (механические) счётчики электроэнергии постоянно вытесняются с рынка электронными счетчиками из-за отдельных недостатков: отсутствие дистанционного автоматического снятия показаний, однотарифность, погрешности учёта, плохая защита от краж электроэнергии, а также низкой функциональности, неудобства в установке и эксплуатации по сравнению с современными электронными приборами. Индукционные счетчики хорошо подходят для квартир с низким энергопотреблением.

Электронным (статическим электросчетчиком) называется электросчетчик, в котором переменный ток и напряжение воздействуют на твердотельные (электронные) элементы для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии. То есть измерения активной энергии такими электросчетчиками основаны на преобразовании аналоговых входных сигналов тока и напряжения в счетный импульс. Измерительный элемент электронного электросчетчика служит для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии. Счетный механизм представляет собой электромеханическое (имеет преимущество в областях с холодным климатом, при условии установки прибора на улице) или электронное устройство, содержащее как запоминающее устройство, так и дисплей. Электронные счетчики хорошо подходят для квартир с высоким энергопотреблением и для предприятий. [6]

Основными достоинствами электронных электросчетчиков является возможность учёта электроэнергии по дифференцированным тарифам (одно-, двух- и более тарифный), то есть возможность запоминать и показывать количество использованной электроэнергии в зависимости от запрограммированных периодов времени, многотарифный учёт достигается за счет набора счетных механизмов, каждый из которых работает в установленные интервалы времени, соответствующие различным тарифам. Электронные электросчетчики имеют большой межповерочный период (4-16 лет).

Гибридные счётчики электроэнергии редко используемый промежуточный вариант с цифровым интерфейсом, измерительной частью индукционного или электронного типа, механическим вычислительным устройством.

4.2 Особенности индукционных и электронных счетчиков

Электронные счетчики пока существенно дороже индукционных, но их применение дает значительный экономический эффект, зависящий от количества проходящей через счетчик электроэнергии и структуры автоматизации объекта, по которому осуществляется измерение и учет. Пришло время постепенной замены индукционных счетчиков на электронные. Предпосылкой замены является повсеместный переход от локального учета к

автоматизированному с созданием АСКУЭ энергосистем. Тогда эффект от применения электронных счетчиков будет в следующем, таблица 3.2.1.

Перспективность использования электронных счетчиков ни у кого не вызывает сомнений. Вместе с тем, вероятность широкого внедрения нового поколения более совершенных, но и более дорогостоящих приборов в сферу бытового электропотребления до сих пор остается предметом дискуссий. [6]

Слабый уровень защиты электронных электросчетчиков от коммутационных и грозовых перепадов напряжения не позволяет использовать их в ареалах с плохим качеством сетей, особенно в сельской местности. Однако, среди потребителей бытового сектора, где потребление сравнительно невысокое, пока не наблюдается каких-либо признаков неудовлетворенности уровнем точности индукционных счетчиков. [5]

Таблица 4.1–Сравнение индукционных и электронных электросчетчиков

Преимущества электронных счетчиков	Недостатки индукционных счетчиков
Высокий класс точности (0,2-0,5%)	Низкий класс точности (не более 2,0%)
Сохранение точности в условиях низких и быстропеременных нагрузок	Рост погрешности при снижении нагрузки
Многотарифность – возможность работы по различным тарифам	Нарушение метрологических характеристик при быстропеременной нагрузке
Возможность длительного хранения данных учета	Нарушение метрологических характеристик при несинусоидальном токе
Возможность фиксации несанкционированного доступа и случаев хищения электроэнергии	Слабая защита от традиционных методов хищения электроэнергии
Возможность дистанционного съема показателей по различным цифровым интерфейсам; соответственно – возможность создания современных АСКУЭ	Ограниченные возможности дистанционного съема данных
Возможность учета разных видов энергии одним прибором	Необходимость использования в точке учета нескольких счетчиков по видам энергии
Недостатки электронных счетчиков	Преимущества индукционных счетчиков
Высокая цена	Низкая цена
Незащищенность от коммутационных и грозовых перепадов напряжения	Надежность, долговечность, безотказная работа с заданной точностью в течение нескольких десятков лет

4.3 Проблемы энергоучета в энергосистемах

Результативный энергоучет – это оптимально организованный автоматизированный учет с быстрой и беспрепятственной передачей данных из различных участков учета: на линиях, шинах и фидерах подстанций энергосистемы и потребителей – в соответствующие структуры энергосистемы и их обрабатывающие центры. Такой учет требует создания современных АСКУЭ энергосистем – Автоматизированных Систем учета, Контроля и Управления выработкой, передачей, распределением, потреблением и сбытом Энергии. Создание АСКУЭ – перспективное направление для решения и основных проблем баланса в системах по передаче электрической энергии: получения достоверного, точного и оперативного баланса по перетокам каждого крупного потребителя. Только балансный подход способен выявить и перекрыть все утечки и потери электроэнергии.

4.4 Счетчики Матрица

Счетчик Матрица: – это многофункциональный прибор учета с высоким классом точности, являющееся частью АИИС КУЭ.

Основные функции:

- измерение и учет активной и реактивной энергии в одном или двух направлениях
- многотарифный учет электроэнергии. Доступно до шести временных тарифов с возможностью задания специальных дней;
- измерение мгновенной мощности, тока, напряжения, температуры и других параметров сети;
- возможность считывания 5, 10, 15, 30 и 60 минутных профилей;
- использование основного и дополнительного реле для защиты потребителя от токов короткого замыкания, а также для возможности ограничения потребляемой активной мощности, тока, минимального и максимального порога напряжения.
- возможность дистанционного считывания данных со счетчика и конфигурации счетчика.

Счетчик Матрица имеет различные виды функций для исключения попыток несанкционированного доступа:

- датчик вскрытия корпуса счетчика;
- определение неправильного подключения счетчика;
- датчик сильного внешнего магнитного поля.
- датчик дифференциального тока

Счетчик Матрица имеет возможность учета электроэнергии с использованием дифференцированного тарифа по зонам суток. Таким образом потребитель может выбрать оптимальный тариф в соответствии со своим режимом потребления электрической энергии.

Встроенное реле позволяет контролировать ряд параметров сети, записывать информацию об аварийных событиях, а также, при необходимости, отключать. Следующие параметры защиты:

- мощность (защита от перегрузки)
- ток (защита от короткого замыкания)
- Напряжение (защита от перенапряжения)
- Небаланс напряжения (защита от перекоса напряжения)
- Дифференциальный ток (защита от токов утечки)
- Температура (защита от перегрева)

5 Потери электроэнергии в энергосистемах

5.1 Общие сведения о потерях электроэнергии в районных электрических сетях

Структура фактических потерь электроэнергии состоит из многих составляющих. Ранее их часто укрупнено объединяли в две большие группы: технические и коммерческие потери. К первым относили нагрузочные, условно-постоянные потери и расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. Все остальные потери, в том числе инструментальные погрешности измерений, относили ко второй группе потерь. В такой классификации есть определенные условности. Расход электроэнергии на собственные нужды не является по своей сути «чистыми» техническими потерями, и учитывается электросчетчиками. Так же и метрологические погрешности, в отличие от других составляющих коммерческих потерь, имеют иную природу возникновения. Поэтому «коммерческие потери» изначально трактовались довольно обширно, есть даже такое определение, как «допустимый уровень коммерческих потерь» - значение коммерческих потерь электроэнергии, обусловленное погрешностями системы учета электроэнергии (электросчетчиков, трансформаторов тока и напряжения) при соответствии системы учета требованиям ПУЭ.

В настоящее время при классификации потерь электроэнергии более часто употребляется термин «технологические потери электроэнергии», определение которого установлено Приказом Минэнерго РФ от 30.12.08 № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям». Собирательное выражение «коммерческие потери электроэнергии» на сегодняшний день не закреплено в законодательстве, но встречается в отраслевых нормативно-технических документах. В одном из них под коммерческими потерями понимается разность между отчетными и техническими потерями, при этом «техническими потерями электроэнергии» считается весь «технологический расход электроэнергии на ее транспорт по электрическим сетям, определяемый расчетным путем».

Также, в форме федерального статистического наблюдения № 23-Н "Сведения о производстве и распределении электрической энергии", утвержденной Приказом Федеральной службы государственной статистики от 01.10.2012 г. № 509, используется отчетный показатель «коммерческие потери». Его определение в рамках формы 23-Н звучит как «данные о количестве электроэнергии, не оплаченной абонентами», без приведения формулы расчета. В отраслевых же отчетных документах сетевых компаний, например в формах 2-рег, 46 – ЭЭ (передача), указываются только фактические потери, а в макетах 7-энерго подробная структура технологических потерь. Коммерческие потери, а также нетехнические или нетехнологические, в этих формах не указываются.

Потери электроэнергии:

1. Технологические потери.
2. Коммерческие потери.

Технологические потери включают в себя технические потери в электрических сетях, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии, расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии.

Они не являются убытками предприятия в полной мере этого слова, так как стоимость их нормативного объема учитывается в тарифе на передачу электроэнергии. Средства на покрытие финансовых издержек, связанных с приобретением электроэнергии для компенсации технологических потерь в рамках установленного норматива, поступают в сетевую компанию в составе собранной выручки за передачу электроэнергии.

Технические потери электроэнергии можно рассчитать по законам электротехники, допустимые 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» (англ. «commerce» – «торговля») 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.

В соответствии с действующим законодательством, сетевые организации обязаны оплачивать фактические потери электрической энергии, возникшие в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, следовательно, и

коммерческие потери в их составе. Коммерческие потери электроэнергии в отличие от технологических являются прямым финансовым убытком сетевых компаний. Являясь, с одной стороны, причиной денежных расходов сетевого предприятия, они в то же время являются и его упущенной выгодой от неоплаченной передачи электроэнергии. Поэтому сетевые организации в большей степени, чем другие участники рынка электроэнергии, заинтересованы в максимально точном учете электроэнергии и правильности расчетов её объемов в точках поставки на границах своей балансовой принадлежности.

5.2 Структура 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. Дальнейший анализ потерь электроэнергии помогает локализовать их участки и выявить причины их возникновения для последующего выбора мероприятий по их снижению.

В идеальном случае коммерческие потери электроэнергии в электрической сети, определяемые расчетным путем, должны быть равны нулю. В реальных условиях отпуск в сеть, полезный отпуск и технические потери определяются с погрешностями. Их разности фактически и являются структурными составляющими коммерческих потерь. Они должны быть по возможности сведены к минимуму за счет выполнения соответствующих мероприятий по их снижению.

В общем случае составляющие коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в три группы:

- обусловленные погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям;
- обусловленные занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности и хищений электроэнергии;
- обусловленные задолженностью по оплате за электроэнергию.

5.2.1 Коммерческие потери электроэнергии, обусловленные погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям

Погрешность измерений электроэнергии может быть разбита на более чем 30 составляющих.

К основным наиболее значимым составляющим погрешностей измерительных комплексов, в которые могут входить трансформатор тока, трансформатор напряжения, счетчик электроэнергии, линия присоединения счетчика электроэнергии к трансформатору напряжения, относятся:

1) Погрешности измерений электроэнергии в нормальных условиях работы измерительного комплекса, определяемые классами точности трансформатора тока, трансформатора напряжения и счетчика электроэнергии (допустимые метрологические потери электроэнергии);

2) Дополнительные погрешности измерений электроэнергии в реальных ненормированных условиях эксплуатации измерительных комплексов, обусловленные:

- заниженным против нормативного коэффициентом мощности нагрузки (дополнительной угловой погрешностью);

- влиянием на счетчик электроэнергии магнитных и электромагнитных полей различной частоты;

- недогрузкой и перегрузкой трансформатора тока, трансформатора напряжения и счетчика электроэнергии;

- несимметрией и уровнем подведенного к измерительному комплексу напряжения;

- работой счетчика электроэнергии в неотапливаемых помещениях с недопустимо низкой температурой;

- недостаточной чувствительностью счетчиков электроэнергии при их малых нагрузках, особенно в ночные часы;

3) Систематические погрешности, обусловленные сверхнормативными сроками службы измерительного комплекса.

4) Погрешности, связанные с неправильными схемами подключения электросчетчиков, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, в частности, нарушениями фазировки подключения счетчиков;

5) Погрешности, обусловленные неисправными приборами учета электроэнергии;

6) Погрешности снятия показаний электросчетчиков из-за:

- ошибок или умышленных искажений записей показаний;

- неодновременности или невыполнения установленных сроков снятия показаний счетчиков, нарушения графиков обхода счетчиков;

- ошибок в определении коэффициентов пересчета показаний счетчиков в электроэнергию.

5.2.2 Коммерческие потери электроэнергии, обусловленные занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности и хищений электроэнергии

Коммерческие потери, обусловленные занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности и хищений электроэнергии включают несколько составляющих:

- потери при выставлении счетов;

- несоответствие дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом;

- расчеты потребленной электроэнергии абонентом на основе договоров безучетного электропотребления;
- наличие бесхозных потребителей;
- потери от хищений электроэнергии.

Потери при выставлении счетов обусловлены:

1) неточностью данных о потребителях электроэнергии, в том числе: - недостаточной или ошибочной информацией о заключенных договорах на пользование электроэнергией; - ошибками в корректировке данных о потребителях и т. п.;

2) ошибками при выставлении счетов, в том числе:

- невыставленными счетами потребителям из-за отсутствия точной информации по ним и постоянного контроля за актуализацией этой информации;

- отсутствием контроля и ошибками в выставлении счетов клиентам, пользующимся специальными тарифами;

- отсутствием контроля и учета откорректированных счетов и т. п.

Несоответствие дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом обусловлено наличием большого количества потребителей и, как правило, недостаточной укомплектованностью энергоперсоналом (контролерами, электромонтерами), а также весьма ограниченным использованием автоматизированных систем учета электроэнергии. Все это приводит к тому, что показания счетчиков у большинства потребителей снимаются раньше расчетного периода или же передаются самим потребителем. В обоих случаях снижается полезный отпуск и, как следствие, увеличиваются коммерческие потери. Особенно это характерно для второго случая, когда показания снимаются самим потребителем, что позволяет ему занижать потребление и относить платежи на поздние сроки.

Расчеты потребленной электроэнергии абонентом на основе договоров безучетного электропотребления влияют следующим образом:

При отсутствии учета электроэнергии у абонента определение потребления осуществляется расчетным образом, что сказывается на правильности определения полезного отпуска и, как следствие, на значении коммерческих потерь.

Коммерческие потери электроэнергии, обусловленные наличием бесхозных потребителей возникают в первую очередь по нижеприведенной причине:

Кризисные явления в стране, появление новых акционерных обществ привели к тому, что в большинстве энергосистем в последние годы появились и уже довольно значительное время существуют жилые дома, общежития, целые жилые поселки, которые не стоят на балансе каких-либо организаций. Электро- и теплоэнергию, поставляемые в эти дома, жильцы никому не оплачивают. Попытки энергосистем отключить неплательщиков не дают результатов, так как жители вновь самовольно подключаются к сетям. Электроустановки этих

домов никем не обслуживаются, их техническое состояние грозит авариями и не обеспечивает безопасность жизни и имуществу граждан.

Потери от хищений электроэнергии в связи незаконным подключением потребителей и мошенничеством с приборами учета - это одна из наиболее существенных составляющих коммерческих потерь, которая является предметом заботы энергетиков в большинстве стран мира. Обобщение международного и отечественного опыта по борьбе с хищениями электроэнергии показало, что в основном ими занимаются бытовые потребители. Имеют место кражи электроэнергии, осуществляемые промышленными и торговыми предприятиями, но объем этих краж нельзя считать определяющим. Хищения электроэнергии имеют достаточно четкую тенденцию к росту, особенно в регионах с неблагополучным теплоснабжением потребителей в холодные периоды года, а также практически во всех регионах в осенне-весенние периоды, когда температура воздуха уже сильно понизилась, а отопление еще не включено.

5.2.3 Коммерческие потери, обусловленные задолженностью по оплате за электроэнергию

Данная составляющая обусловлена задержками в оплате позже установленной даты (в том числе неодновременностью оплаты за электроэнергию бытовыми потребителями – так называемой «сезонной составляющей»).

Весьма существенная составляющая коммерческих потерь электроэнергии имеет место в связи с тем, что бытовые потребители объективно не в состоянии одновременно снять показания счетчиков и оплатить за электроэнергию. Как правило, платежи отстают от реального электропотребления, что, безусловно, вносит погрешность в определение фактического полезного отпуска бытовым потребителем и в расчет фактического небаланса электроэнергии, так как отставание может составлять 1–3 месяцев и более.

В действующей методике составления баланса электроэнергии отпуск электроэнергии населению определяется по факту оплаты и принимается за 100%. Реально же отпуск населению совершенно иной, может быть определен весьма приблизительно и достаточно сложно прогнозируем в силу ряда причин:

- значительная часть населения, особенно в сельской местности, производит оплату с периодичностью один раз в 2–3 месяца;
- уровень оплаты подвержен сезонности из-за владельцев дачных участков, осуществляющих единовременные платежи в летний период;
- уровень коммерческих потерь существенно возрастает после повышения тарифов, поскольку население завышает показания счетчиков и оплачивает большее количество электроэнергии по старым, более низким тарифам. В результате в месяц, предшествующий повышению тарифа, полезный отпуск населению возрастает, а в последующие 1–3 месяца он ниже.

И хотя недоплачиваемый населением отпуск электроэнергии нельзя считать полностью потерянным, сложность заключается в достоверной его оценке, что может быть сделано лишь с некоторыми допущениями.

Вторая составляющая Коммерческих потерь, обусловленных задолженностью по оплате за электроэнергию – долговременные, безнадежные долги и неоплаченные счета из-за:

- неудовлетворительной процедуры востребования оплаты. Сюда же включается часть абонентов, являющихся злостными неплательщиками, имеющими многомесечную задолженность, которую невозможно востребовать даже по решению суда ввиду отсутствия доходов согласно заключениям судебных приставов;

- неплатежеспособности потребителей;

- плохого учета неоплаченных счетов и управления оплатой, в том числе потери документов об оплате и т. п.

5.3 Пути снижения коммерческих потерь

Мероприятия, направленные на снижение коммерческих потерь электроэнергии определяются причинами их возникновения. Многие мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии, достаточно подробно освещены в научно-технической литературе. Основной перечень мероприятий, направленных на совершенствование приборов учета электроэнергии приведен в отраслевой инструкции. [13]

Мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии можно условно разделить на две группы:

1. Организационные, повышающие точность расчетов показателей баланса электроэнергии, в т.ч. полезного отпуска потребителям.

2. Технические, в основном связанные с обслуживанием и совершенствованием систем учета электроэнергии.

К основным организационным мероприятиям следует отнести следующие:

– Проверка наличия актов разграничения балансовой принадлежности по точкам поставки внешнего и внутреннего сечения учета электроэнергии, своевременная фиксация всех точек поставки электроэнергии, проверка на соответствие с договорными условиями.

– Формирование и своевременная актуализация баз данных о потребителях электроэнергии и группах учета, с привязкой их к конкретным элементам схемы электрической сети.

– Сверка фактических технических характеристик приборов учета и применяемых в расчетах.

– Проверка наличия и правильности алгоритмов «дорасчета» потерь при установке приборов учета не на границе балансовой принадлежности.

– Своевременная сверка показаний приборов учета, максимальная автоматизация операционной деятельности по расчетам объемов электроэнергии для исключения влияния «человеческого фактора».

– Исключение практики «безучетного» электроснабжения.

– Выполнение расчетов технологических потерь электроэнергии, повышение точности их расчетов.

– Контроль фактических небалансов электроэнергии на ПС, своевременное принятие мер по устранению сверхдопустимых отклонений.

– Расчеты «пофидерных» балансов электроэнергии в сети, балансов по ТП 10(6)/0,4 кВ, в линиях 0,4 кВ, для выявления «очагов» коммерческих потерь электроэнергии.

– Выявление хищений электроэнергии.

– Обеспечение персонала, выполняющего проверки приборов учета и выявление хищений электроэнергии, необходимым инструментом и инвентарем. Обучение методам выявления хищений электроэнергии, повышение мотивации дополнительным материальным вознаграждением с учетом эффективности работы.

К основным техническим мероприятиям, направленным на снижение коммерческих потерь электроэнергии, следует отнести следующие:

– Инвентаризация измерительных комплексов электроэнергии, маркирование их знаками визуального контроля, пломбирование электросчетчиков, измерительных трансформаторов, установка и пломбирование защитных кожухов клеммных зажимов измерительных цепей.

– Своевременная инструментальная проверка приборов учета, их поверка и калибровка.

– Замена счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов на приборы учета с повышенными классами точности.

– Устранение недогрузки и перегрузки трансформаторов тока и напряжения, недопустимого уровня потерь напряжения в измерительных цепях ТН.

– Установка приборов учета на границах балансовой принадлежности, в т.ч. пунктов учета электроэнергии на границе раздела балансовой принадлежности, проходящей по линиям электропередач.

– Совершенствование расчетного и технического учета электроэнергии, замена устаревших измерительных приборов, а также приборов учета с техническими параметрами, не соответствующими законодательным и нормативно – техническим требованиям.

– Установка приборов учета за пределами частных владений.

– Замена «голых» алюминиевых проводов ВЛ – 0,4 кВ на СИП, замена вводов в здания, выполненных голым проводом, на коаксиальные кабели.

– Внедрение автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), как для промышленных, так и для бытовых потребителей. [23]

Последнее из перечисленных мероприятий является наиболее эффективным в снижении коммерческих потерь электроэнергии, поскольку является комплексным решением основных ключевых задач, обеспечивая достоверное и дистанционное получение информации от каждой точки измерения, осуществляя постоянный контроль исправности приборов учета. Кроме того, максимально усложняется осуществление несанкционированного электропотребления и упрощается выявление «очагов» потерь в кратчайшие сроки с минимальными трудозатратами. Ограничивающим фактором широкой автоматизации учета электроэнергии является дороговизна систем АИИС КУЭ. Реализацию данного мероприятия возможно осуществлять поэтапно, определяя приоритетные узлы электрической сети для автоматизации учета на основании предварительного энергетического обследования с оценкой экономической эффективности внедрения проекта. [22]

Для решения вопросов по снижению коммерческих потерь электроэнергии также необходимо совершенствовать нормативно-правовую базу в области энергоснабжения и учета электроэнергии. В частности, применение нормативов потребления коммунальных услуг по электроснабжению должно побуждать абонентов к скорейшей установке приборов учета. [2]

6 Расчет составляющих потерь для сетей 0.4 кВ от ТП 36-06-01

6.1 Краткая характеристика предприятия

Комплектная трансформаторная подстанция сельского типа 36-06-01 является однострансформаторной, тупикового типа, наружной установки и служит для приема электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 10 кВ, преобразования ее в электроэнергию напряжением 0,4 кВ и электроснабжения части потребителей поселка Копьево. От подстанции отходят 3 фидера, к которым присоединены потребители 0,4 кВ.

Таблица 6.1-Подробный перечень потребителей

№	Адрес абонента	Тип абонента (ЧС, ТП, ВРУ)	Тип счетчика (1ф, 3ф, 3ТТ)	Номинал установка ит по питающему фидеру 0,4кВ
Орджоникидзевский РЭС, п. Копьево ТП-36-06-01				
1	п. Копьево	ТП	3ТТ	300/5
2	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д. 1а, кв. 1	ЧС	1ф	1
3	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д. 1а, кв. 2	ЧС	3ф	1
4	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д. 2, кв.1	ЧС	1ф	1
5	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.2, кв.2	ЧС	3ф	1
6	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.2, кв.3	ЧС	1ф	1
7	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.3а, кв.3	ЧС	1ф	1

8	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д. 3а, кв. 2	ЧС	1ф	1
9	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.4, кв.1	ЧС	3ф	1
10	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.4, кв.2	ЧС	1ф	1
11	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.5а, кв.1	ЧС	1ф	1
12	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.5а, кв.2	ЧС	1ф	1
13	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.7а, кв.1	ЧС	3ф	1
14	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.7а, кв.2	ЧС	1ф	1
15	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.9, кв.1	ЧС	1ф	1
16	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.9, кв.2	ЧС	1ф	1

Продолжение таблицы 6.1

№	Адрес абонента	Тип абонента (ЧС, ТП, ВРУ)	Тип счетчика (1ф, 3ф, 3ТТ)	Номинал уставки защит по питающему фидеру 0,4кВ
17	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.11, кв.1	ЧС	3ф	1
18	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д. 11, кв.2	ЧС	1ф	1
19	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.3, кв.1	ЧС	1ф	1
20	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.3, кв.2	ЧС	1ф	1
21	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.5, кв.1	ЧС	1ф	1
22	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.5, кв.3	ЧС	1ф	1
23	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Мелиораторов, д.7, кв.1	ЧС	1ф	1
24	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д.1, кв.1	ЧС	1ф	1
25	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д.1, кв.2	ЧС	1ф	1
26	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д.3 кв.1	ЧС	1ф	1
27	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д.3, кв.2	ЧС	1ф	1
28	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д.5, кв.1	ЧС	1ф	1
29	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д.5, кв.2	ЧС	1ф	1
30	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д.6, кв.1	ЧС	3ф	1
31	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д.6, кв.2	ЧС	3ф	1
32	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д. 6а, кв.1	ЧС	1ф	1

33	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д. 6а, кв.2	ЧС	1ф	1
34	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д. 7, кв.1	ЧС	1ф	1
35	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д. 7, кв.2	ЧС	1ф	1
36	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д. 9, кв.	ЧС	1ф	1
37	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д. 9, кв.2	ЧС	1ф	1

Продолжение таблицы 6.1

38	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д. 11, кв.1	ЧС	1ф	1
39	Орджоникидзевский, п. Копьево, ул. Новая, д. 11, кв.2	ЧС	1ф	1
40	МКД Новая, 2	ЮЛ	3ТТ	100/5
41	МКД Новая, 4	ЮЛ	3ТТ	100/5
42	МКД Мелиораторов, 1	ЮЛ	3ТТ	150/5
43	Ул. Мелиораторов 1	ЮЛ	1ф	1
44	Ул. Мелиораторов 1	ЮЛ	3ф	1

Из 44 объектов, подключенных к подстанции, 5 являются юридическими лицами, остальные – физические лица (частное домовладение). Физические лица оборудованы однофазными счетчиками (31 потребитель) или трехфазными счетчиками (7 потребителей). Юридические лица оборудованы счетчиками, присоединенными напрямую (1 трехфазный и 1 однофазный счетчики) или приборами учета, присоединенными через трансформаторы тока (3 потребителя).

Для выбранного объекта проведен анализ эффективности внедрения автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). В качестве АСКУЭ для потребителей была установлена система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого и технического учета электроэнергии и мощности (АИИСКТУЭ) "Энергомера".

На рисунках 6.1, 6.2, 6.3 представлены поопорные схемы районов, питаемых соответственно фидерами №1, №2, №3

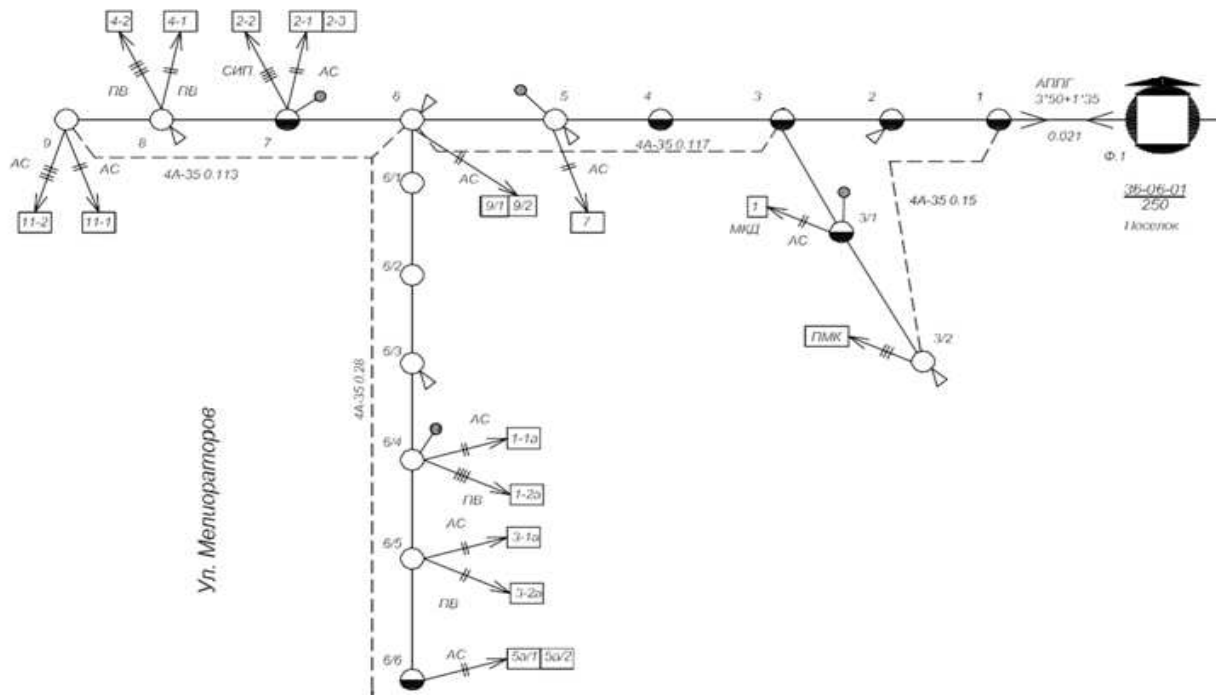


Рисунок 6.1 - Поопорная схема района, питаемого фидером № 1

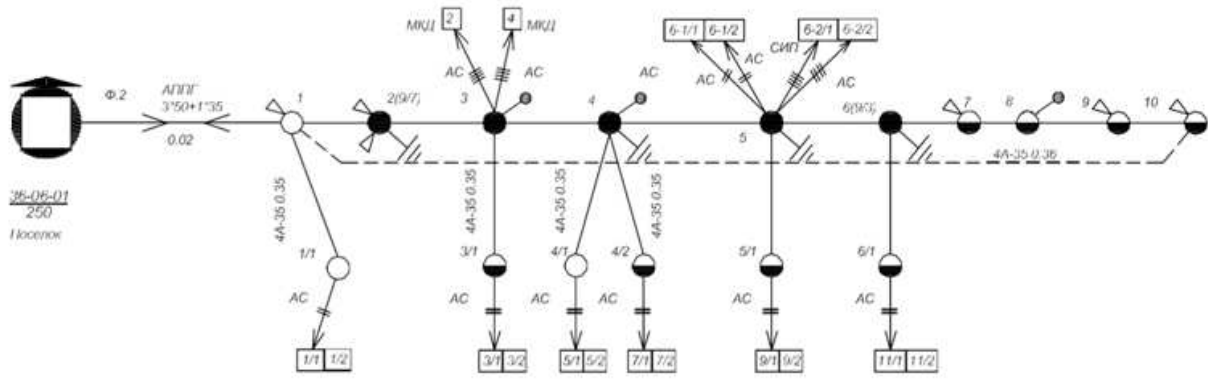


Рисунок 6.2 - Поопорная схема района, питаемого фидером № 2

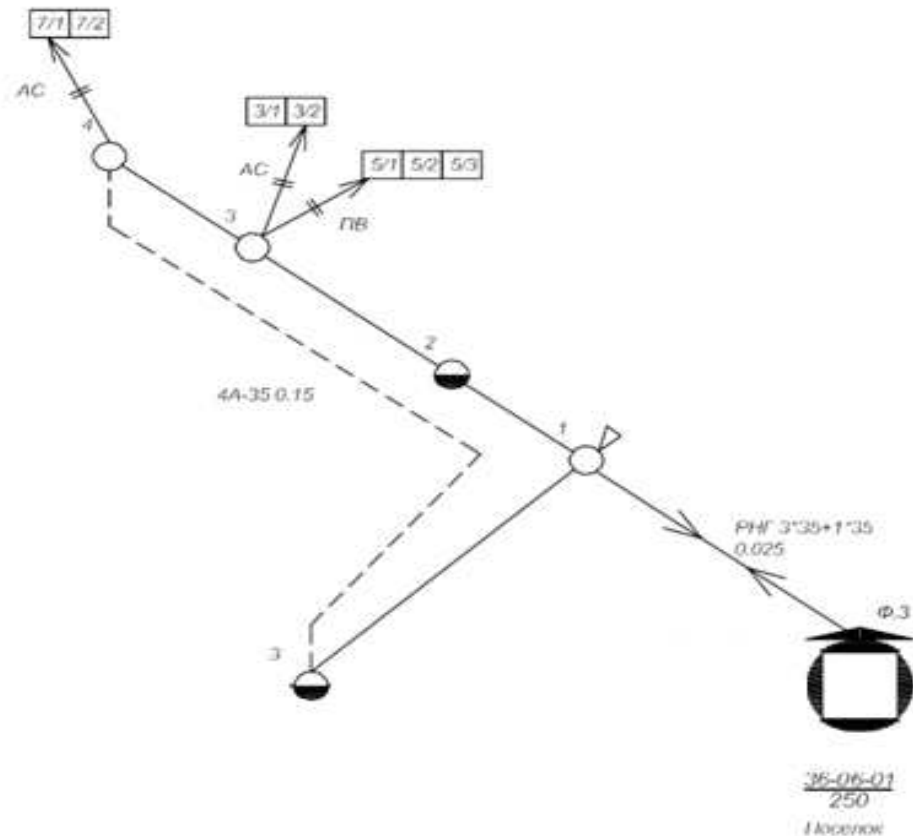


Рисунок 6.3 - Поопорная схема района, питаемого фидером № 3

6.2 Расчет технических и коммерческих потерь для сетей от ТП 36-06-01

Технические потери - сумма трех составляющих потерь в линиях и оборудовании электрических сетей:

- потерь, зависящих от нагрузки электрической сети (нагрузочные потери);
- потерь, зависящих от состава включенного оборудования (условно-постоянные потери);
- потерь, зависящих от погодных условий. [18]

Нормативным методом расчета нагрузочных потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ является метод времени наибольших потерь. [4]

Порядок расчёта потерь по методу τ , т.е. по времени наибольших потерь, следующий:

- 1) находят время наибольшей нагрузки, используя годовой график;
- 2) из графических зависимостей $\tau = f(T_{\max}, \cos\phi)$, приведённых в справочной литературе, находят время наибольших потерь;

- 3) определяют потери в режиме наибольшей нагрузки ΔP ;
- 4) по соотношению $\Delta W = \Delta P \times \tau$ находят потери энергии за год.

Для определения нагрузок, приходящихся на отдельные кабельные или воздушные линии необходимо определить количество квартир, подключенных к ним. Исходя из данного количества квартир далее определяется удельная нагрузка одной квартиры из Свода правил. [12]

Нагрузка приходящихся на участок будет равна произведению удельной нагрузки на количество квартир:

$$P = P_{уд} \cdot n \quad (6.1)$$

Реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q = P \cdot \sin\varphi, (6.2)$$

Где $\sin\varphi$ – коэффициент определяемый из свода правил [5]

Связь между временем наибольших потерь и временем использования наибольшей нагрузки устанавливает формула:

$$\tau = (0,124 + T_{max} \cdot 0,0001)^2 \cdot 8760 (6.3)$$

Потери в режиме наибольшей нагрузки ΔP определяются по формуле:

$$\Delta P = \frac{(P^2 + Q^2) \cdot R}{U_{ном}^2} \cdot 10^{-3} (6.4)$$

Потери энергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (6.5)$$

где τ – число часов максимальной нагрузки. [11]

Определим потери энергии на одном из участков первого фидера с длиной линии 0,113 км:

Так как на данный участок приходится 6 квартир то удельная нагрузка одной квартиры определяется в справочнике и будет равна 5,1 кВт. [5]

Нагрузка приходящихся на участок будет равна:

$$P = 5,1 \cdot 6 = 30,6 \text{ кВт}$$

Определим реактивную мощность

$$Q = 30,6 \cdot 0,199 = 6,1 \text{ кВАр}$$

Связь между временем наибольших потерь и временем использования наибольшей нагрузки устанавливает формула:

$$\tau = (0,124 + 2150 \cdot 0,0001)^2 \cdot 8760 = 1007 \text{ часов}$$

Потери в режиме наибольшей нагрузки ΔP определяются по формуле:

$$\Delta P = \frac{(30,6^2 + 6,1^2) \cdot 0,336}{0,4^2} \cdot 10^{-3} = 0,57 \text{ кВт}$$

Потери энергии определяются по формуле:

$$\Delta W = 0,57 \cdot 1007 = 581,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

В таблице 6.1 показана структура потерь силовой на участках схемы без реконструкции

Таблица 6.1– Структура потерь на участках схемы без реконструкции

№ фидера	провод	L, км	r0 Ом/км	R Ом	P кВт	sinφ	τ час макс	ΔP кВт	Q кВАр	ΔW кВт·ч
Ф1	A35	0.113	0.85	0.336	30.6	0.199	1007	0.57	6.1	581,7
Ф1	A35	0.28	0.85	0.238	30.6	0.199	1007	1.43	6.1	1441,39
Ф1	A35	0.117	0.85	0.099	41.6	0.199	1007	1.120003	8.4472	1127,843
Ф1	A35	0.15	0.85	0.128	50	0.199	1007	2.074331	10.152	2088,851
Ф1	АППГ50	0.021	0.67	0.014	50	0.199	1007	0.228909	10.152	230,5109
Ф2	АППГ50	0.02	0.67	0.013	38.4	0.199	1007	0.128586	7.7974	129,4865
Ф2	A35	0.36	0.85	0.306	41.8	0.199	1007	3.47938	8.4878	3503,736
Ф2	A35	0.35	0.85	0.298	10	0.199	1007	0.193604	2.0305	194,9595
Ф2	A35	0.35	0.85	0.298	10	0.199	1007	0.193604	2.0305	194,9595
Ф2	A35	0.35	0.85	0.298	10	0.199	1007	0.193604	2.0305	194,9595
Ф3	РНГ35	0.025	0.95	0.024	30	0.312	1007	0.147156	22.940	148,1863
Ф3	A35	0.15	0.85	0.128	30	0.312	1007	0.789997	22.940	795,5265
Итого										10632,11

Для того чтобы определить потери в трансформаторе необходимо вычислить нагрузку, протекающую через трансформатор. Нагрузка, проходящая через трансформатор складывается из силовой нагрузки трех фидеров участка сети и нагрузки уличного освещения.

Из справочной литературы [6] принимаем допущение что доля осветительной нагрузки по отношению к силовой составляет 10%.

Рассчитаем суммарную нагрузку силовую и уличного освещения с учетом допущения:

$$P_{\text{сумм}} = (50 + 41,8 + 30) \cdot 1,1 = 134 \text{ кВт}$$

Рассчитаем суммарную реактивную мощность:

$$Q_{\text{сумм}} = (10,15 + 8,48 + 22,94) \cdot 1,1 = 45,73 \text{ кВАр}$$

Определим величину потерь мощности в трансформаторе:

$$\Delta P = \frac{(134^2 + 45,73^2) \cdot 9,4}{10^2} \cdot 10^{-3} = 1,88 \text{ кВт}$$

Определим потери энергии в трансформаторе:

$$\Delta W = 1,88 \cdot 1007 = 1893,16 \text{ кВт} \times \text{ч}$$

Определим общие технические потери энергии на участке сети:

$$\Delta W = 10632,11 + 1893,16 = 12525,27 \text{ кВт} \times \text{ч}$$

Определим коммерческие потери в фидере 36-06-01. Они определяются как разность между полными и техническими потерями в сети. [4]

В таблице 6.2 показаны величины потерь в сети без реконструкции схемы

Таблица 6.2– Значения потерь в сети без реконструкции схемы

Год	Полные потери	Технические потери	Коммерческие потери
2017	31260	12525,27	18734,73
2018	40245,27	12525,27	27720
2019	37800	12525,27	25274,73

7 Снижение потерь посредством реконструкции участка сети 0,4 кВ

7.1 Расчет технических потерь для сетей от ТП 36-06-01

Доступным и в тоже время достаточно эффективным способом снижения потерь является реконструкция электрических сетей. Таким образом производится замена проводов, кабелей и их длин для уменьшения активного сопротивления линий и тем самым уменьшения потерь мощности и энергии. [8]

На участках распределительных сетей Орджоникидзевского РЭС подключенных к ТП 36-06-01 произведена реконструкция схемы сети путем замены «голых» алюминиевых проводов ВЛ – 0,4 кВ на кабель СИП, замена вводов в здания, выполненных голым проводом, на коаксиальные кабели, а также путем замены кабеля АППГ на кабель АВВГ.

Схема фидеров, отходящих от ТП 36-06-01 после реконструкции представлена на рисунке 7.1

Ф2	A35	0.046	0.85	0.039	20	0.199	1007	0.101781	4.061173	102,493
Ф2	A35	0.046	0.85	0.039	20	0.199	1007	0.101781	4.061173	102,493
Ф2	A35	0.039	0.85	0.033	20	0.199	1007	0.086292	4.061173	86,89622
Ф2	СИП 50	0.033	0.923	0.030	20	0.199	1007	0.079287	4.061173	79,84229
Ф2	A35	0.211	0.85	0.179	44.2	0.199	1007	2.280204	8.975193	2296,166
Ф3	СИП 50	0.037	0.923	0.034	50	0.341	1007	0.598283	17.40686	602,4705
Ф3	РГ 10	0.006	3.16	0.019	50	0.341	1007	0.332155	17.40686	334,4804
Итого										6866,902

Рассчитаем суммарную нагрузку силовую и уличного освещения:

$$P_{\text{сумм}} = (44,2 + 45,6 + 50) \cdot 1,1 = 153,78 \text{ кВт}$$

Рассчитаем суммарную реактивную мощность:

$$Q_{\text{сумм}} = (8,97 + 9,25 + 17,4) \cdot 1,1 = 35,62 \text{ кВАр}$$

Определим величину потерь мощности в трансформаторе:

$$\Delta P = \frac{(153,78^2 + 35,62^2) \cdot 9,4}{10^2} \cdot 10^{-3} = 2,342 \text{ кВт}$$

Определим потери энергии в трансформаторе:

$$\Delta W = 2,342 \cdot 1007 = 2358,6 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Определим общие потери энергии на участке сети:

$$\Delta W = 6866,902 + 2358,6 = 9225,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Можно сделать вывод об уменьшении количества потерь энергии вследствие реконструкции.

В таблице 7.2 показаны величины потерь в сети схемы после реконструкции

Таблица 7.2 – Значения потерь в сети схемы после реконструкции

Год	Полные потери	Технические потери	Коммерческие потери
2017	31260	9225,5	22034,5
2018	40245,3	9225,5	31019,8
2019	37800	9225,5	28574,5

Находим потери в денежном выражении до реконструкции при стоимости электроэнергии 854,55 рубля за 1 МВт·ч:

$$I_{\text{потерь}} = 12525,27 \cdot 854,55 \cdot 0,001 = 10703,54 \text{ рублей}$$

Находим потери в денежном выражении после реконструкции при стоимости электроэнергии 854,55 рубля за 1 МВт·ч:

$$I_{\text{потерь}} = 9225,5 \cdot 854,55 \cdot 0,001 = 7883,65 \text{ рублей}$$

Вычислим разницу издержек до реконструкции и после:

$$\Delta I_{\text{потерь}} = 9451,82 - 6961,75 = 2819,9 \text{ рублей}$$

Таким образом реконструкция участков схемы сети позволит добиться экономии 2819,9 рублей в год за счет снижения технических потерь. Кроме этого увеличится надежность электроснабжения потребителей.

8 Анализ динамики потерь электроэнергии в электрических сетях

По данным баланса по линиям 10/0,4 кВ Орджоникидзевского РЭС в районе села Копьево рассмотрим динамику потерь электроэнергии в электрических сетях. Приведем потери электроэнергии за 2012-2019 год. А также произведем анализ потерь электроэнергии на тех фидерах, где были установлены новые системы учета. Подробно проанализируем структуру потерь электроэнергии по Орджоникидзевскому РЭС в 2019 году.

8.1 Потери электроэнергии за 2012-2019 год

По данным баланса по линиям 10/0,4 кВ по для наглядной динамики потерь электроэнергии по годам. Данные введем в таблицы 8.1 – 8. и построим графики зависимости потерь по годам.

В таблице 8.1 представлена зависимость потерь по годам на фидере 36-06.

Таблица 8.1 – Потери электроэнергии за 2012-2019 года по фидеру 36-06

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВт ч		кВт ч	кВт ч	
2012	9 717 600	6 035 486	3 682 114	37,89%	965
2013	8 097 833	6 076 528	2 021 305	24,96%	968
2014	7 084 375	6 198 259	886 116	12,51%	961
2015	7 104 107	5 893 364	1 210 743	17,04%	967
2016	6 630 828	6 218 145	412 683	6,22%	962
2017	6 860 169	6 016 078	844 091	12,30%	992
2018	7 051 249	5 884 743	1 166 506	16,54%	995
2019	6 629 957	5 658 570	971 387	14,65%	1004

По таблице 8.1 построим гистограмму зависимости потерь по годам для фидера 36-06.

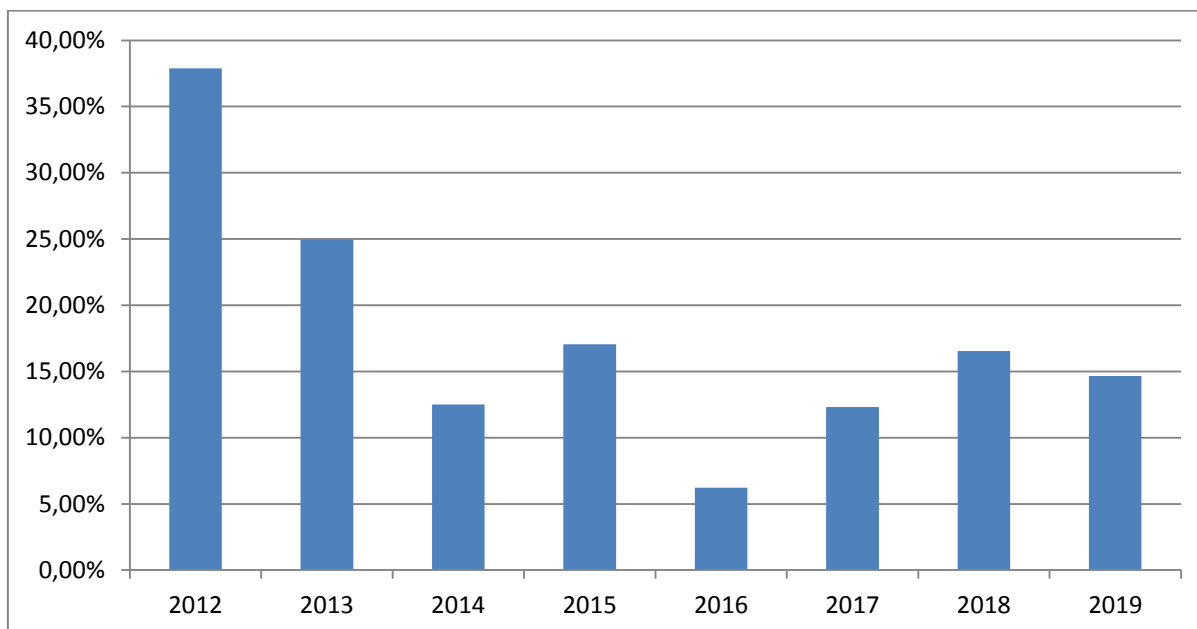


Рисунок 8.1 – Гистограмма зависимости потерь по годам на фидере 36-06

По рисунку 8.1 зависимости потерь можно сделать вывод, что потери в 2012 году и в первой половине 2013 года до установки АСКУЭ значительно превышают потери последующих годов. Наиболее значительное снижение

потерь было достигнуто в 2016 году. Таким образом потери 2016 года в 8,92 раза меньше потерь 2012 года.

В таблице 8.2 представлена зависимость потерь по месяцам за 2012 год на фидере 36-06.

Таблица 8.2 – Потери электроэнергии по месяцам за 2012 год по фидеру 36-06

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВт ч	кВт ч	кВт ч	%	Шт.
январь	1 205 670	611 042	594 628	49,32%	965
февраль	952 860	572 438	380 422	39,92%	965
март	1 107 720	693 977	413 743	37,35%	965
апрель	750 810	592 719	158 091	21,06%	965
май	650 010	402 097	247 913	38,14%	965
июнь	522 360	200 015	322 345	61,71%	965
июль	500 940	492 449	8 491	1,70%	965
август	460 920	518 619	-57 699	-12,52%	965
сентябрь	588 840	349 058	239 782	40,72%	965
октябрь	923 250	487 073	436 177	47,24%	965
ноябрь	825 030	553 105	271 925	32,96%	965
декабрь	1 229 190	562 894	666 296	54,21%	965
2012	9 717 600	6 035 486	3 682 114	37,89%	965

По таблице 8.2 построим гистограмму зависимости потерь по месяцам за 2012 год для фидера 36-06.

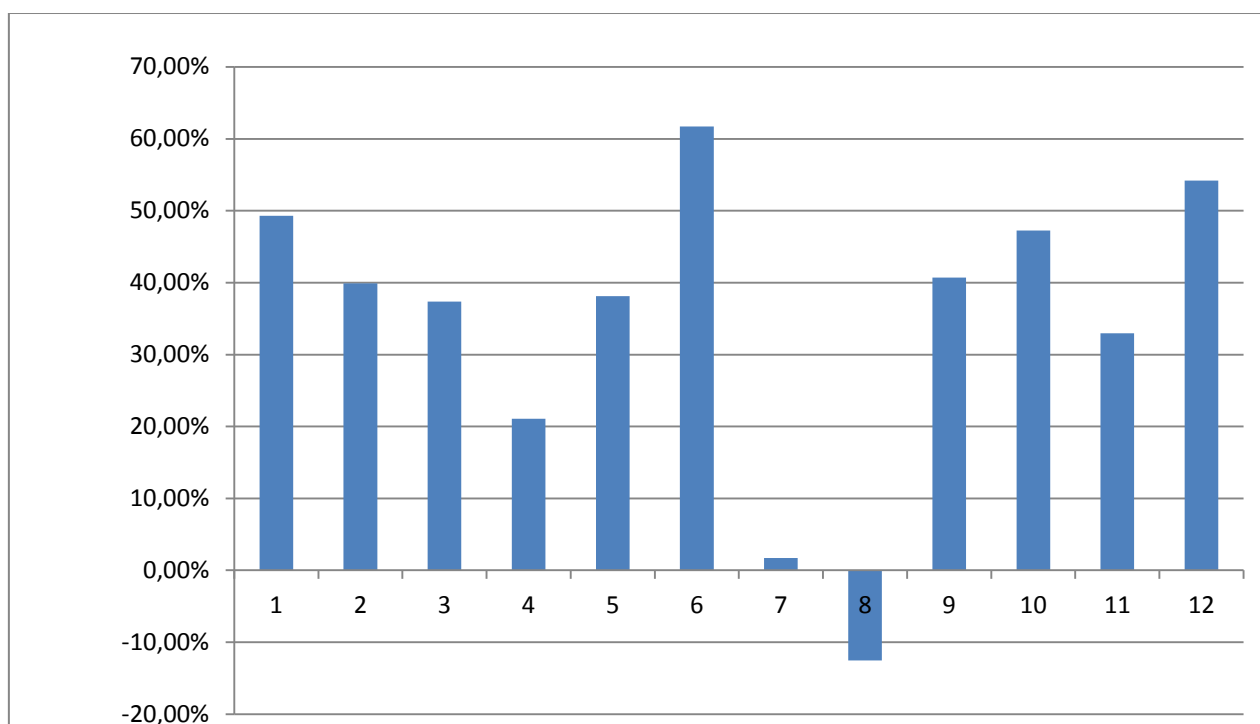


Рисунок 8.2 – Гистограмма зависимости потерь по месяцам за 2012 на фидере 36-06

Как видно на гистограмме потери электроэнергии до начала установки счетчиков значительно превышали нормативы потерь и доходили в отдельные месяцы до 50-60%, что является абсолютно недопустимым. Выбивающиеся из общей картины значения потерь за июль и август оказались такими низкими и даже отрицательными в период августа 2012 года из-за отсутствия показаний за данный период и как следствие начисление оплаты по среднему потреблению за последние шесть месяцев. Из-за высоких показателей зимнего потребления начисление оплаты по среднему потреблению вызывает снижение потерь до таких низких значений и порой даже отрицательных. [20]

В таблице 8.3 представлена зависимость потерь по месяцам за 2013 год на фидере 36-06.

Таблица 8.3 – Потери электроэнергии по месяцам за 2013 год по фидеру 36-06

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей Шт.
	кВт ч		кВт ч	кВт ч	
январь	1 085 250	613 625	471 625	43,46%	968
февраль	948 090	555 781	392 309	41,38%	968
март	942 630	561 539	381 091	40,43%	968
апрель	756 390	487 293	269 097	35,58%	968
май	653 250	493 877	159 373	24,40%	968
июнь	434 130	553 415	-119 285	-27,48%	968
июль	434 700	363 790	70 910	16,31%	968
август	422 155	404 411	17 744	4,20%	968
сентябрь	546 655	421 962	124 693	22,81%	968
октябрь	585 070	496 696	88 374	15,10%	968
ноябрь	604 968	511 912	93 056	15,38%	968
декабрь	684 545	612 227	72 318	10,56%	968
2013	8 097 833	6 076 528	2 021 305	24,96%	968

По таблице 8.3 построим гистограмму зависимости потерь по месяцам за 2013 год для фидера 36-06.

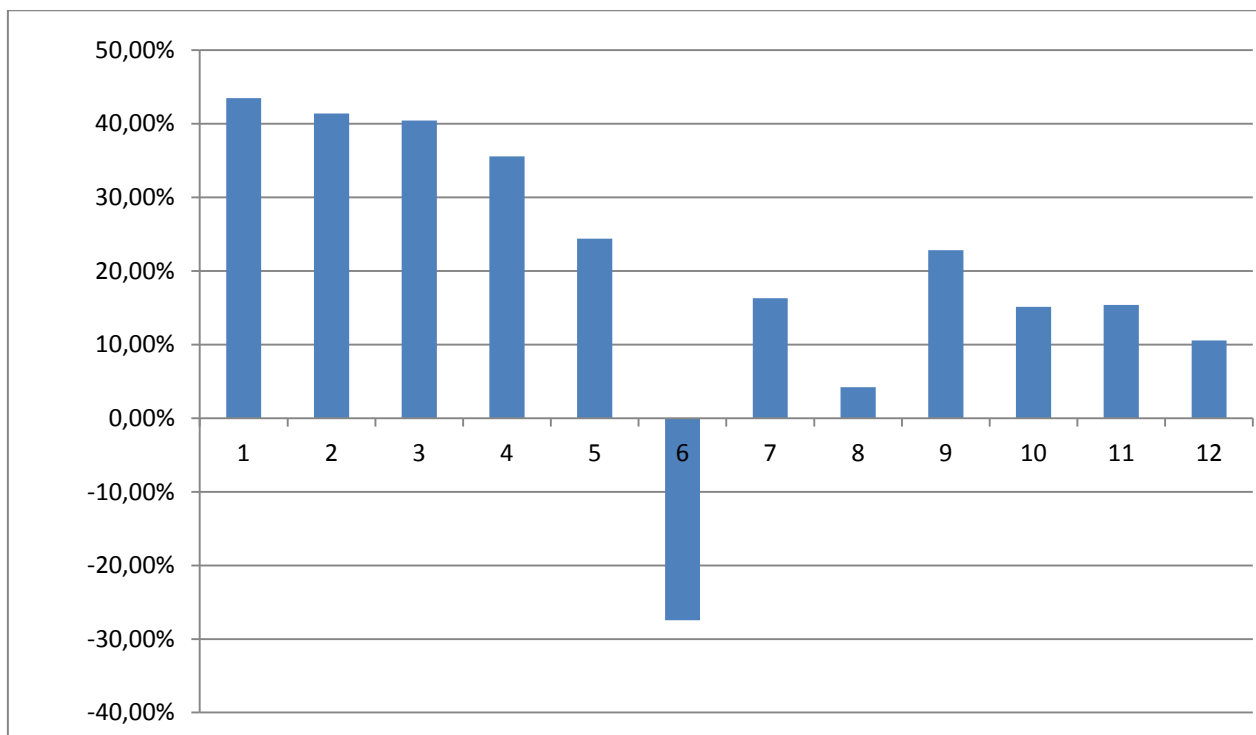


Рисунок 8.3 – Гистограмма зависимости потерь по месяцам за 2013 на фидере 36-06

По рисунку 8.3 можно сделать вывод об уменьшении потерь после завершения установки системы коммерческого учета электроэнергии в мае 2013 года. Из-за неравномерности снятия показаний с приборов учета в июне наблюдаются отрицательные потери. Разница потерь января и декабря 2013 года составила 32,9%.

В таблице 8.4 представлена зависимость потерь по месяцам за 2014 год на фидере 36-06.

Таблица 8.4 – Потери электроэнергии по месяцам за 2014 год по фидеру 36-06

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВт ч		кВт ч	кВт ч	
январь	733 885	609 701	124 184	16,92%	961
февраль	701 008	639 035	61 973	8,84%	961
март	598 361	497 028	101 333	16,94%	961
апрель	484 167	420 136	64 031	13,22%	961
май	533 111	458 816	74 295	13,94%	961
июнь	485 114	482 515	2 599	0,54%	961
июль	421 087	414 978	6 109	1,45%	961
август	518 846	475 270	43 576	8,40%	961
сентябрь	588 990	528 287	60 703	10,31%	961

октябрь	652 918	524 352	128 566	19,69%	961
ноябрь	643 629	542 931	100 698	15,65%	961
декабрь	723 259	605 211	118 049	15,72%	961
2014	7 084 375	6 198 259	886 116	12,51%	961

По таблице 8.4 построим гистограмму зависимости потерь по месяцам за 2014 год для фидера 36-06.

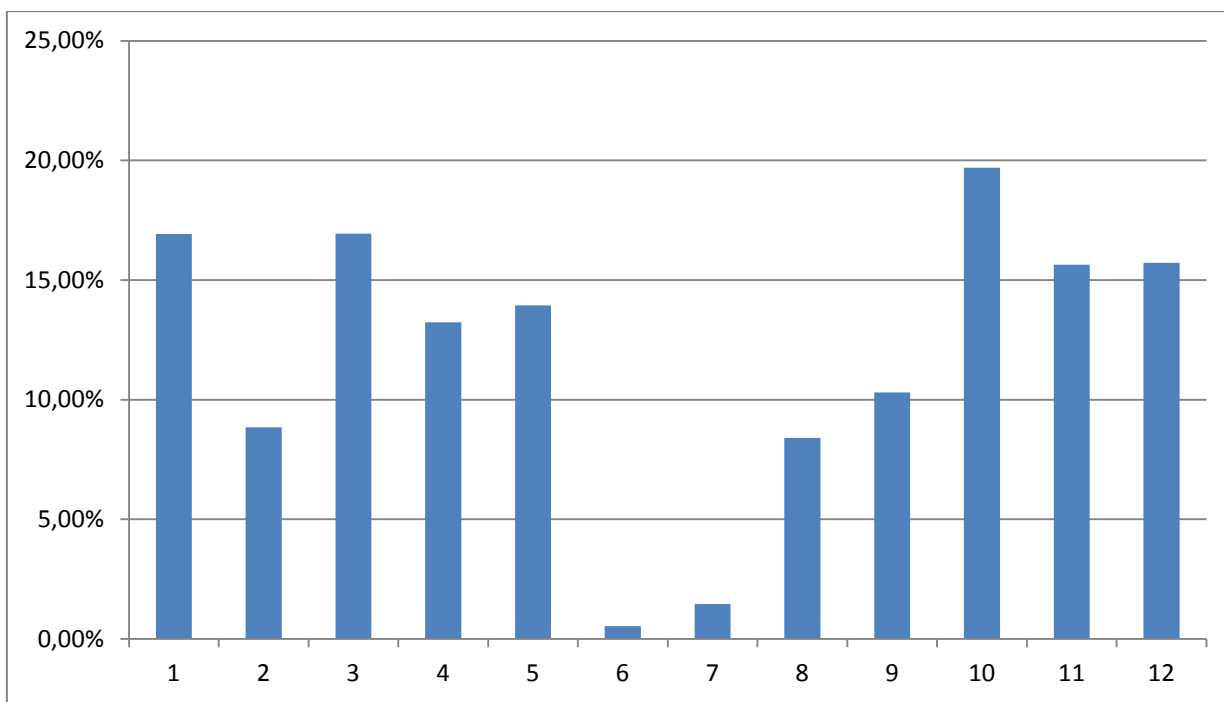


Рисунок 8.4 – Гистограмма зависимости потерь по месяцам за 2014 на фидере 36-06

Как можно заметить по рисунку 8.4 потери в октябре достигают почти до 20% значения. Данное явление связано также, как и появление отрицательных потерь с неравномерностью снятия показаний счетчиков и как следствие осуществлением в этот период перерасчета после отсроченного получения показаний с приборов учета электроэнергии. [21]

В таблице 8.5 представлена зависимость потерь по месяцам за 2015 год на фидере 36-06.

Таблица 8.5 – Потери электроэнергии по месяцам за 2015 год по фидеру 36-06

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВт ч		кВт ч	кВт ч	
январь	702 407	598 315	104 092	14,82%	967
февраль	611 532	486 098	125 434	20,51%	967
март	623 223	578 325	44 898	7,20%	967
апрель	444 251	393 263	50 988	11,48%	967
май	429 363	394 277	35 086	8,17%	967
июнь	382 302	361 132	21 170	5,54%	967
июль	443 667	410 256	33 411	7,53%	967
август	718 822	405 891	312 931	43,53%	967
сентябрь	808 958	478 423	330 535	40,86%	967
октябрь	755 788	588 083	167 705	22,19%	967
ноябрь	667 144	599 196	67 948	10,18%	967
декабрь	516 650	600 106	-83 456	-16,15%	967
2015	7 104 107	5 893 364	1 210 743	17,04%	967

По таблице 8.5 построим гистограмму зависимости потерь по месяцам за 2015 год для фидера 36-06.

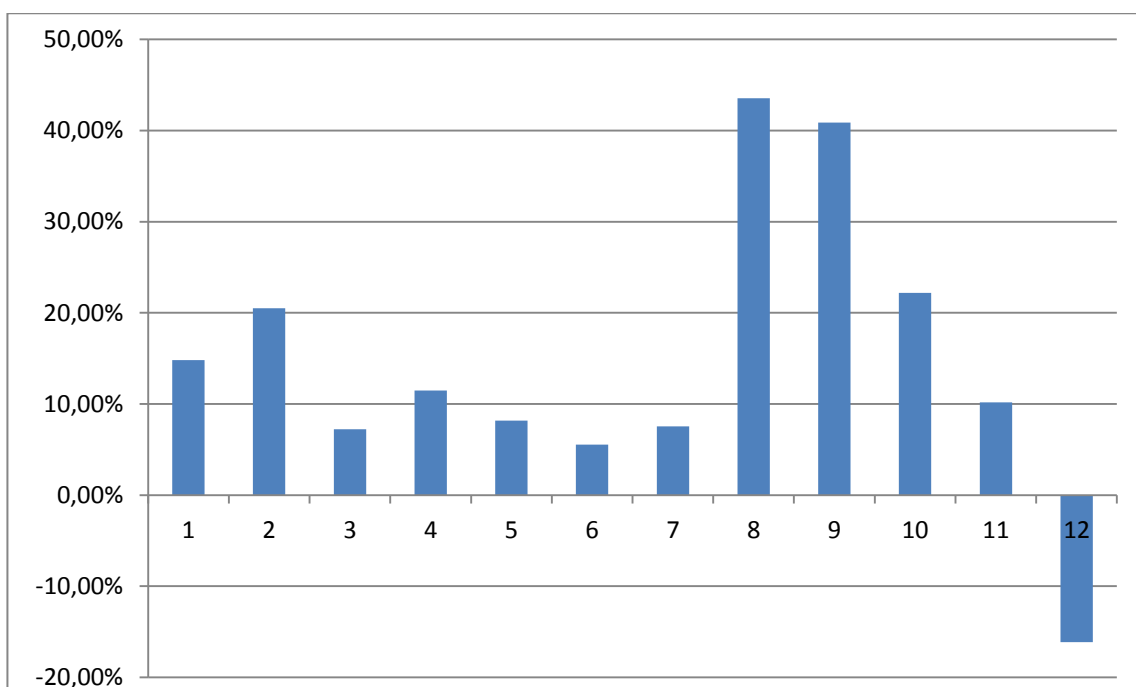


Рисунок 8.5 – Гистограмма зависимости потерь по месяцам за 2015 на фидере 36-06

Как видно на гистограмме потери электроэнергии в первой половине года в целом входили в нормативы потерь за исключением февральских значений. Значения потерь за июль, февраль, август и сентябрь оказались такими высокими и даже из-за неравномерности снятия показаний счетчиков и как следствие осуществлением в этот период перерасчета после отсроченного получения показаний с приборов учета электроэнергии.

В таблице 8.6 представлена зависимость потерь по месяцам за 2016 год на фидере 36-06.

Таблица 8.6 – Потери электроэнергии по месяцам за 2016 год по фидеру 36-06

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей Шт.
	кВт ч		кВт ч	кВт ч	
январь	630 612	705 988	-75 376	-11,95%	962
февраль	569 881	594 547	-24 666	-4,33%	962
март	473 800	553 491	-79 691	-16,82%	962
апрель	503 965	494 990	8 975	1,78%	962
май	534 351	496 215	38 136	7,14%	962
июнь	433 674	421 542	12 132	2,80%	962
июль	462 126	361 400	100 726	21,80%	962
август	485 317	458 173	27 144	5,59%	962
сентябрь	573 879	514 312	59 567	10,38%	962

октябрь	635 463	521 096	114 367	18,00%	962
ноябрь	639 786	553 012	86 774	13,56%	962
декабрь	687 974	543 378	144 596	21,02%	962
2016	6 630 828	6 218 145	412 683	6,22%	962

По таблице 8.6 построим гистограмму зависимости потерь по месяцам за 2016 год для фидера 36-06.

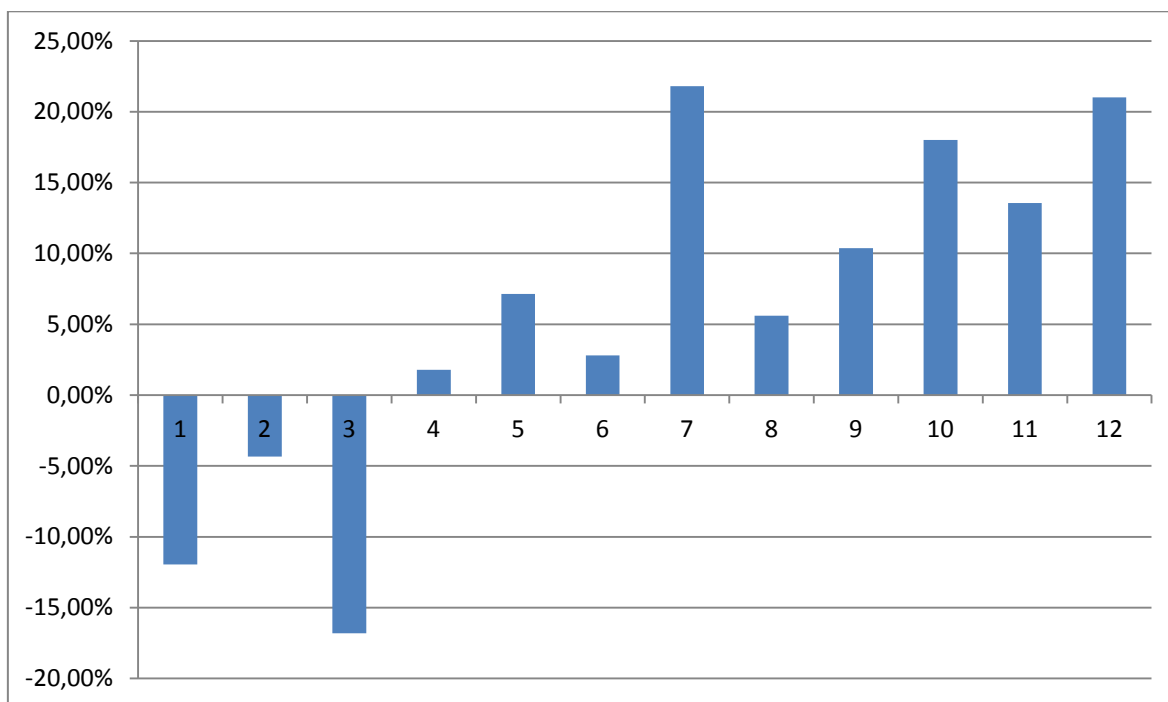


Рисунок 8.6 – Гистограмма зависимости потерь по месяцам за 2016 на фидере 36-06

В таблице 8.7 представлена зависимость потерь по месяцам за 2017 год на фидере 36-06.

Таблица 8.7 – Потери электроэнергии по месяцам за 2017 год по фидеру 36-06

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей Шт.
	кВт ч		кВт ч	кВт ч	
январь	703 137	604 840	98 297	13,98%	992
февраль	624 546	539 719	84 827	13,58%	992
март	613 518	531 178	82 340	13,42%	992
апрель	510 920	458 316	52 604	10,30%	992
май	356 123	480 620	-124 497	-34,96%	992
июнь	539 627	520 379	19 248	3,57%	992
июль	481 778	441 079	40 699	8,45%	992
август	489 180	409 830	79 350	16,22%	992
сентябрь	572 966	466 460	106 506	18,59%	992

октябрь	615 761	466 170	149 591	24,29%	992
ноябрь	659 531	520 006	139 525	21,16%	992
декабрь	693 082	577 481	115 601	16,68%	992
2017	6 860 169	6 016 078	844 091	12,30%	992

По таблице 8.7 построим гистограмму зависимости потерь по месяцам за 2017 год для фидера 36-06.

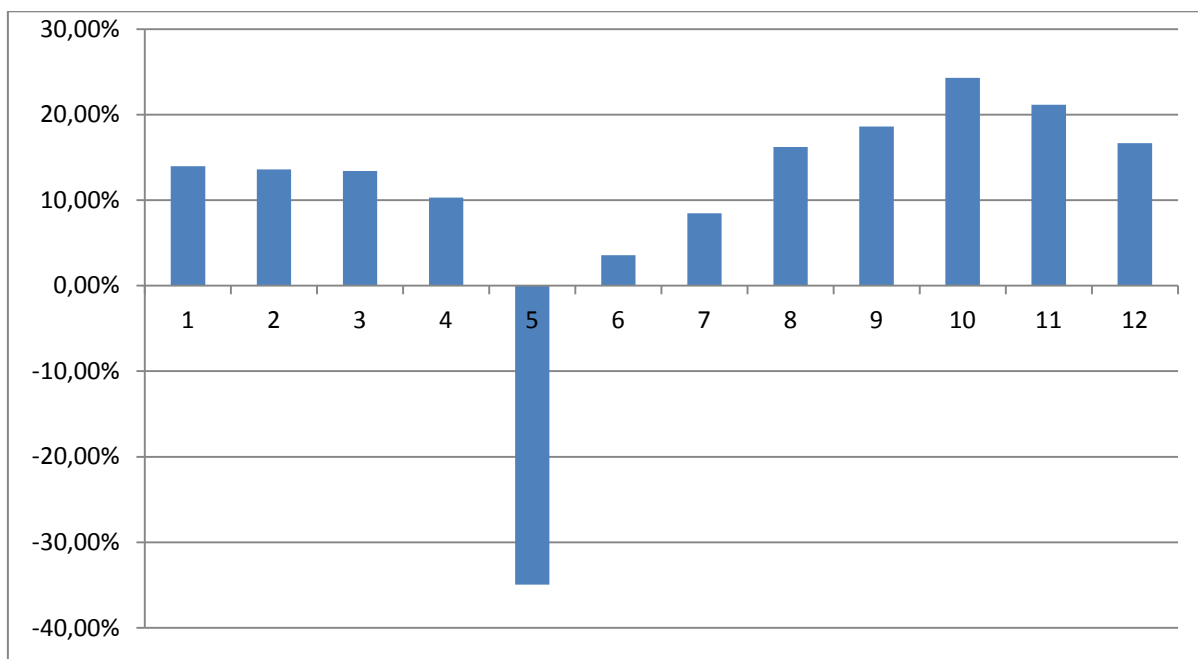


Рисунок 8.7 – Гистограмма зависимости потерь по месяцам за 2017 на фидере 36-06

Как можно заметить по рисунку 7.7 из-за неравномерности снятия показаний с приборов учета в мае наблюдаются отрицательные потери. Разница потерь января и декабря 2017 года составила 2,7%.

В таблице 8.8 представлена зависимость потерь по месяцам за 2018 год на фидере 36-06.

Таблица 8.8– Потери электроэнергии по месяцам за 2018 год по фидеру 36-06

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВт ч		кВт ч	кВт ч	
январь	826 394	590 013	236 381	28,60%	995
февраль	648 040	600 426	47 614	7,35%	995
март	664 596	568 557	96 039	14,45%	995
апрель	542 897	445 406	97 491	17,96%	995
май	525 907	503 058	22 849	4,34%	995

июнь	412 632	392 092	20 540	4,98%	995
июль	466 522	326 488	140 034	30,02%	995
август	453 282	403 262	50 020	11,04%	995
сентябрь	518 527	423 854	94 673	18,26%	995
октябрь	558 835	481 182	77 653	13,90%	995
ноябрь	650 599	528 035	122 564	18,84%	995
декабрь	783 018	622 370	160 648	20,52%	995
2018	7 051 249	5 884 743	1 166 506	16,54%	995

По таблице 8.8 построим гистограмму зависимости потерь по месяцам за 2018 год для фидера 36-06.

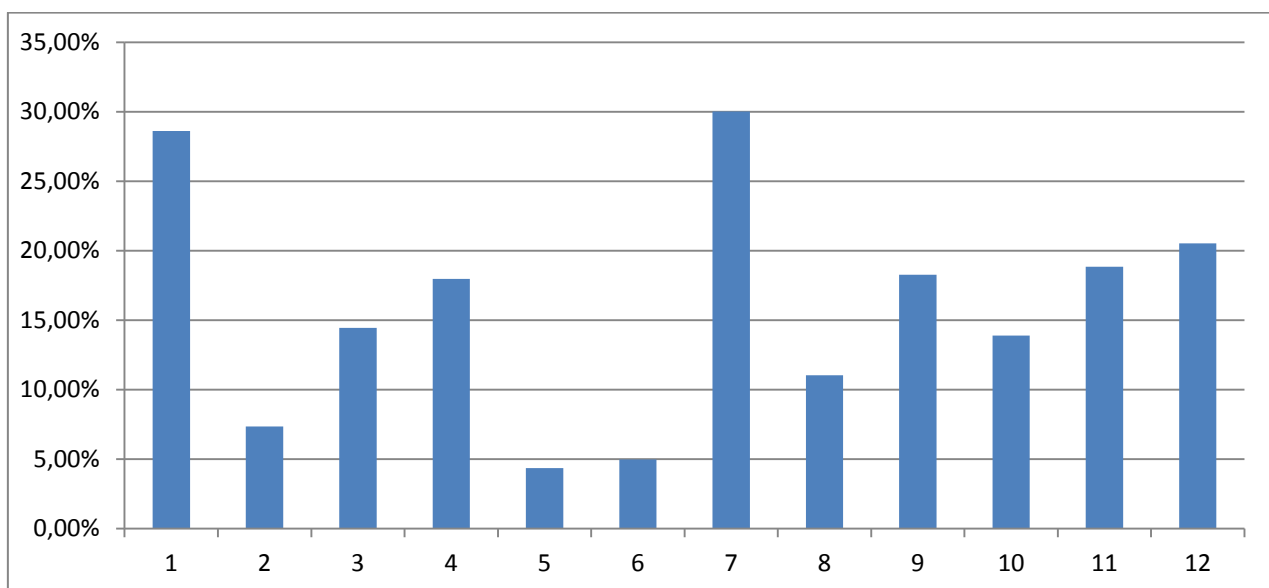


Рисунок 8.8 – Гистограмма зависимости потерь по месяцам за 2018 на фидере 36-06

Причина высоких потерь в отдельные месяцы 2018 аналогична причине высоких потерь 2015 года.

В таблице 8.9 представлена зависимость потерь по месяцам за 2019 год на фидере 36-06.

Таблица 8.9– Потери электроэнергии по месяцам за 2019 год по фидеру 36-06

Период	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери		Количество потребителей
	кВт ч		кВт ч	кВт ч	
январь	750 070	630 589	119 481	15,93%	1004
февраль	697 349	545 342	152 007	21,80%	1004
март	613 214	495 040	118 174	19,27%	1004
апрель	545 711	461 260	84 451	15,48%	1004

май	532 264	455 742	76 522	14,38%	1004
июнь	355 177	415 577	-60 400	-17,01%	1004
июль	463 103	374 918	88 185	19,04%	1004
август	295 316	386 816	-91 500	-30,98%	1004
сентябрь	479 101	381 929	97 172	20,28%	1004
октябрь	578 684	436 618	142 066	24,55%	1004
ноябрь	644 482	563 085	81 397	12,63%	1004
декабрь	675 486	511 654	163 832	24,25%	1004
2019	6 629 957	5 658 570	971 387	14,65%	1004

По таблице 8.9 построим гистограмму зависимости потерь по месяцам за 2019 год для фидера 36-06.

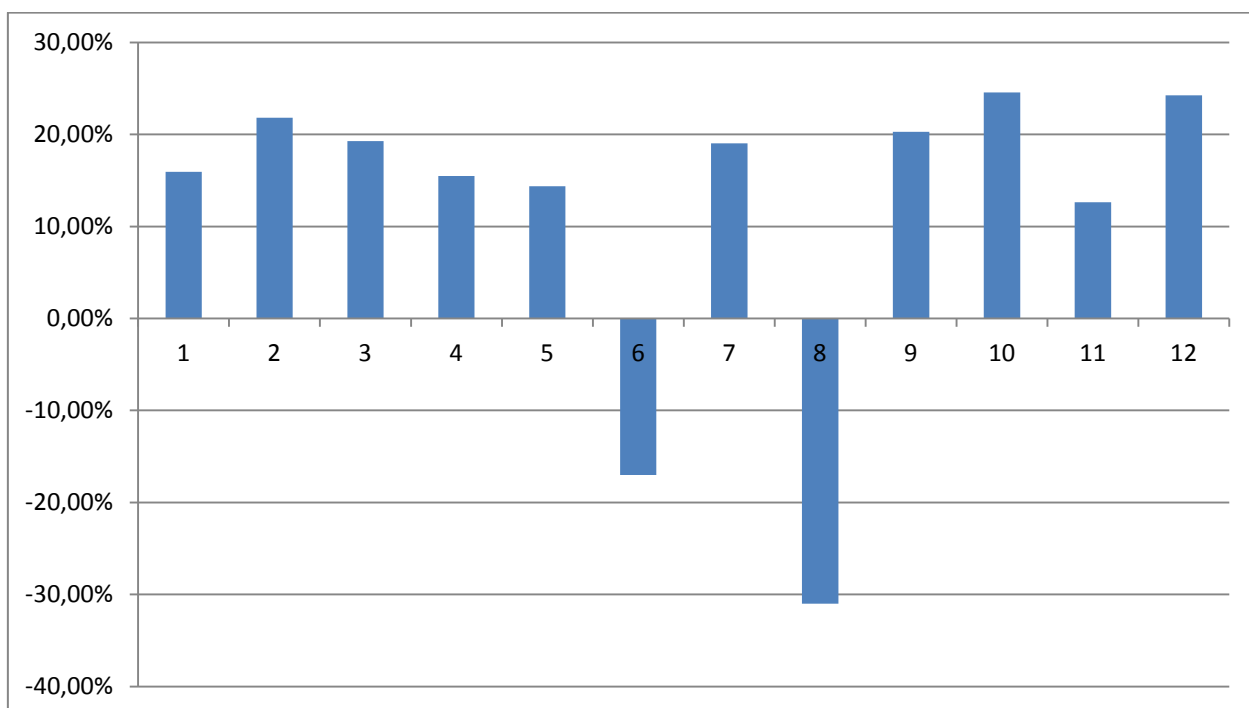


Рисунок 8.9 – Гистограмма зависимости потерь по месяцам за 2019 на фидере 36-06

9 Инновационные решения в сфере учета электроэнергии

В обеспечение своевременной оплаты счетов за электроэнергию заинтересованы как поставщики услуг по передаче электроэнергии так и потребители так как наличие дебиторской задолженности затрудняет выполнение обязательств по обеспечению надежного электроснабжения региона, оказывает негативное влияние на реализацию производственных планов энергокомпании, что может напрямую отразиться на надежности электроснабжения населения. Полученные средства от оказания услуг по передаче электроэнергии поставщик направляет на ремонт и модернизацию сетей и энергообъектов. Наличие дебиторской задолженности и неравномерности снятия показаний приборов учета, а как следствие перерасчет после отсроченного получения показаний с приборов учета электроэнергии негативно отражаются на структуре потерь, вызывая появления отрицательных и завышенных потерь. Немаловажной целью повышения прозрачности учета электрической и контроля потребления является также поддержка энергосбережения и как следствие улучшение экологической обстановки.

Необходимость решения обозначенных выше проблем побуждает активизировать интеграцию современных технологий в энергетическую отрасль в части касающейся учета электрической энергии.

Одним из таких решений являются предоплатные счетчики электроэнергии. При их использовании потребитель вносит предоплату за определенное количество энергии, а счетчик отображает расход в денежном эквиваленте. При исчерпании баланса потребителя уведомляют удобным для него способом, например смс-сообщением о недостаточном балансе после чего происходит отключение от электроснабжения в случае если не была произведена оплата. Такое нововведение позволит исключить отрицательные потери из структуры потерь. [14]

Европейские энергокомпании придумывают все новые устройства для учета расхода электричества. Так, Microsoft и Yello (поставщик электроэнергии в Европе) представили оригинальный счетчик электроэнергии. Главное его отличие от других приборов учета в том, что пользователь получает возможность следить за расходом электроэнергии через Интернет, причем доступна информация как о мгновенном расходе, так и статистическая информация за любой промежуток времени. На всех стадиях обработки данных

используется программное обеспечение от Microsoft, а вся информация выводится в формате баз данных MicrosoftAccess, что облегчает ее понимание.

10 Анализ зависимости потерь от количества приборов учета

Для определения статистической взаимосвязи двух величин необходимо вычислить коэффициент корреляции.

Коэффициент корреляции - показатель, характеризующий силу статистической связи двумя или несколькими случайными величинами.

Если коэффициент корреляции описывает связь между двумя случайными величинами, то он называется простым, если между одной случайной величиной и их группой, то множественным.

Простой коэффициент корреляции (Пирсона) вычисляется по формуле:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \sum_{j=1}^n (Y_j - \bar{Y})^2}}, \quad (10.1)$$

где n — число статистических наблюдений, x и y — случайные переменные. Значения коэффициента корреляции всегда расположены в диапазоне от -1 до 1 и интерпретируются следующим образом:

- если коэффициент корреляции близок к 1, то между переменными наблюдается положительная корреляция. Иными словами, отмечается высокая степень связи между переменными. В данном случае, если значения переменной x будут возрастать, то и выходная переменная также будет увеличиваться;

- если коэффициент корреляции близок к -1, это означает, что между переменными имеет место сильная отрицательная корреляция. Иными словами, поведение выходной переменной будет противоположным поведению входной. Если значение x будет возрастать, то y будет уменьшаться, и наоборот;

- промежуточные значения, близкие к 0, будут указывать на слабую корреляцию между переменными и, соответственно, низкую зависимость. Иными словами, поведение переменной x не будет совсем (или почти совсем) влиять на поведение y (и наоборот).

Очевидно, что если корреляция между переменными высокая, то, зная поведение входной переменной, проще предсказать поведение выходной, и полученное предсказание будет точнее (говорят, что входная переменная

хорошо «объясняет» выходную). Однако, чем выше корреляция наблюдается между переменными, тем очевиднее связь между ними. [7]

Расчет коэффициента корреляции производился следующим образом:

Из графика работ по установке интеллектуальных приборов учета определяется количество счетчиков установленных в каждом месяце 2013 года, т.е. года непосредственного внедрения АСКУЭ.

Используя данные по потерям за 2013 год по месяцам определенные в пункте 7 и данные по количеству установленных счетчиков в данные месяцы рассчитываем коэффициент корреляции с помощью Excel.

В таблице 10.1 приведены данные по потерям и количеству установленных счетчиков на фидере 36-06 в отдельные месяцы 2013 года.

Таблица 10.1 – Потери и количество установленных счетчиков на фидере 36-06 в отдельные месяцы 2013 года.

Месяц	Количество приборов учета	Потери %
Январь	0	43.46
Февраль	0	41.38
Март	0	40.43
Апрель	0	35.58
Май	919	24.4
Июнь	1600	-27.48
Июль	1600	16.31
Август	1600	4.2
Сентябрь	1600	22.81
Октябрь	1600	15.1
Ноябрь	1600	15.38
Декабрь	1600	10.56

По таблице 10.1 построим график зависимости потерь от количества установленных счетчиков

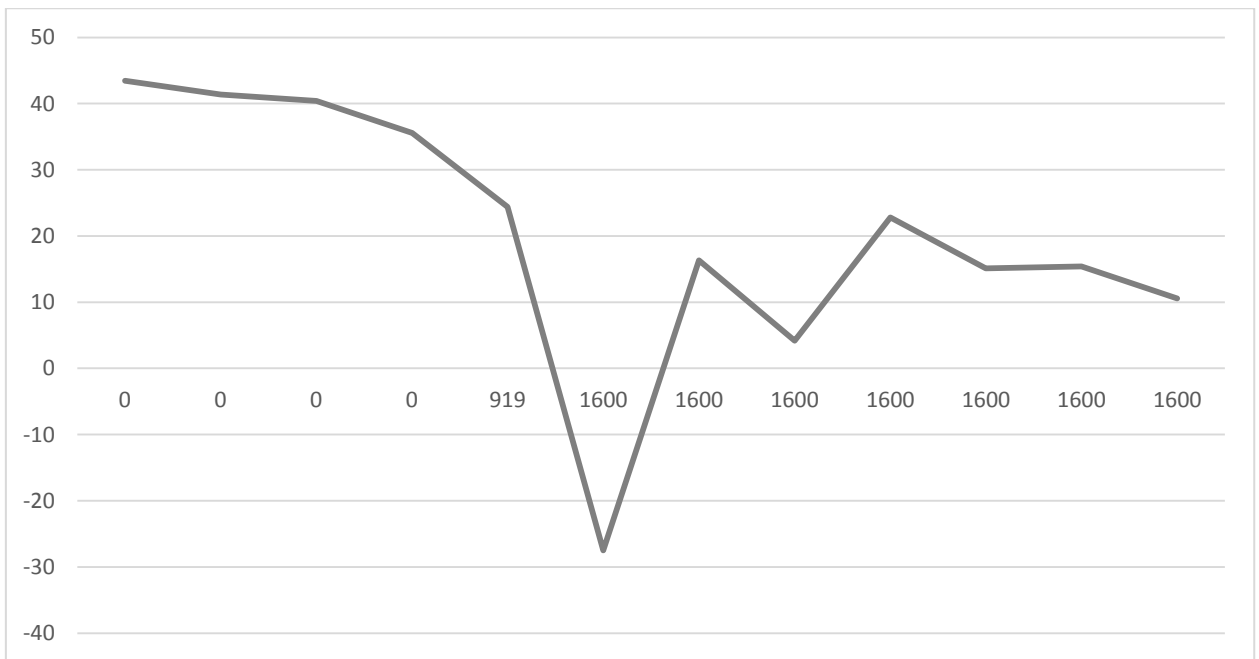


Рисунок 10.1 – График зависимости потерь от количества установленных счетчиков

Как видно на графике при увеличении количества установленных счетчиков наблюдается тенденция к уменьшению потерь. Значение отрицательных потерь объясняется неравномерностью снятия показаний приборов учета.

Данному графику зависимости соответствует коэффициент корреляции равный $r = -0.77844$

Так как коэффициент корреляции стремится к -1, это означает, что между потерями в фидере 36-06 и количеством установленных на данном фидере счетчиков существует значительная обратная связь или отрицательная корреляция.

11 Анализ экономического эффекта от внедрения АСКУЭ

На фидере 29-04 было установлено однофазных приборов учета в количестве 3091 шт. Трехфазных приборов учета прямого включения в количестве 317 шт. Трехфазных приборов учета трансформаторного включения 74 шт. Трансформаторов тока 222 шт. Ограничителей импульсных перенапряжений 1025 шт. Устройств сбора и передачи данных 74 шт. Радиомодемов 74шт. Переходных испытательных колодок 74 шт. Корпусов 74 шт. Автоматические выключатели 74 шт. Блоки питания 74 шт. GSM/GPRS-модемы 74 шт. Всенаправленные антенны 74 шт.

Таблица 11.1 – Стоимость материалов для монтажа системы АИИСКУЭ

Наименование	Количество шт./м	Цена руб.	Итого с НДС руб.
Счетчик электрической энергии СЕ303 S 31	51	3201,69	163286,7
Счетчик электрической энергии СЕ208	880	5296,61	4661016,8
Счетчик электрической энергии СЕ303 S34	19	7061,86	134175,34
Ограничитель	277	177,96	49294,92

импульсных перенапряжений			
Устройство сбора и передачи данных	19	8453,39	160614,4
Радиомодем	19	6426	122094
Корпус	19	1905,08	36196,52
Колодка испытательная переходная	19	274,42	5213,98
Клеммный зажим	200	7,12	1424
Заглушка	19	3,34	63,46
Ограничитель на Din-рейку	40	5,22	208,8
Автоматический выключатель Ва47-29 4А	19	163,46	3105,74
Блок питания	19	1186,44	22542,36
GSM/GPRS-модем	19	6779,66	128813,5
Всенаправленная антенна	19	2372,88	45084,72
Стеновой кронштейн	19	211,86	4025,34
Кабельная сборка	19	825,76	15689,44
Наконечник	3338	4,83	16122,54
Трансформатор тока	60	1026,27	61576,2

Продолжение таблицы 11.1

Наименование	Количество шт./м	Цена руб.	Итого с НДС руб.
Ответвительный зажим	2011	18,98	38168,78
Ответвительный зажим	2011	127,12	255638,3
Зажим анкерный	1840	104,41	192114,4
Коробка монтажная	880	64,78	57006,4
Коробка монтажная	51	122,08	6226,08
Шина нулевая на DIN-изоляторе	51	61,46	3134,46
DIN-рейка 150 мм	51	16,61	847,11
Лента бандажная	1091	79,73	86985,43
Прочее оборудование			591568,7
Итого			6270670,8

Стоимость строительно-монтажных работ составила 3645000 рублей.
Общая стоимость внедренной АСКУЭ составила 9915670,8 рублей.

По имеющимся значениям потерь, по линиям 10/0,4 кВ для Ф 36-06 и тарифам занесенных в таблицы 11.2 и 11.3 построим гистограмму зависимости потерь в денежном выражении по годам. [15]

Таблица 11.2 – Потери в денежном выражении по полугодиям

Период	Потери кВт·ч	Тариф оплаты потерь руб·кВт·час	Затраты на оплату потерь руб.
2012	2117142	1,18	2498228
2012	1564972	1,2	1877966
2013	1554210	1,2	1865052
2013	467095	1,3	607223,5
2014	428416	1,3	556940,8
2014	457700	1,4	640780
2015	381668	1,4	534335,2
2015	829075	1,6	1326520
2016	412 683	1,52	627278,2
2017	212819	1,58	336254
2017	631272	1,64	1035286
2018	520914	1,64	854299
2018	645592	1,72	1110418
2019	490265	1,82	892282,3
2019	481122	1,84	885264,5

Таблица 11.3 – Потери в денежном выражении по годам

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7	8
4376194	2472276	1197721	1860855	627278,2	1371540	1964717	1777547

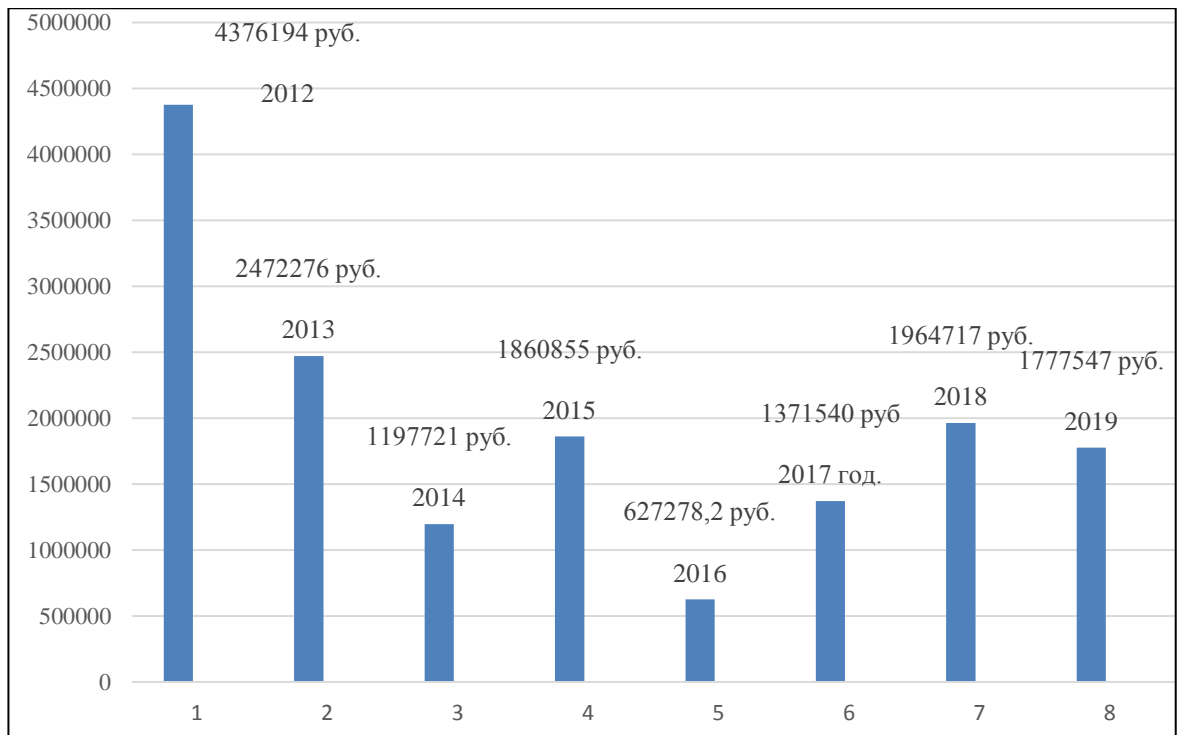


Рисунок 11.1 – Гистограмма зависимости потерь в денежном выражении по годам.

По таблице 11.3 и рисунку 11.1 видно, что в 2013 году по сравнению с 2012 годом произошло уменьшение потерь электроэнергии в денежном выражении вследствие проведения проверок по выявлению безучетного потребления электроэнергии, установки системы АИИСКУЭ. В 2012 году производилась наладка опроса и приемка на коммерческие расчеты приборов учета, что естественно снизило потери и их оплату.

В 2015 году происходил рост оплаты потерь за счет повышения тарифа по оплате потерь «Хакасэнерго».

В 2016 год произошло значительное снижение потерь и их оплаты вследствие несовершенства системы учета, а именно неравномерности снятия показаний счетчиков до 2016 года и в этот год вследствие чего возникли отрицательные потери и перерасчет.

В 2018 и 2019 годах произошло незначительное повышение оплаты за потери из-за повышения тарифов.

Всего затраты на систему АИИСКУЭ состоят из затрат на материалы и приборы учета, а также затраты на монтаж системы. Итоговая сумма с учетом НДС составила 9915670,8 рублей.

Расчет срока окупаемости производится по следующей формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{п}}}{I_{\text{п}}}, \quad (11.1)$$

где $K_{\text{п}}$ – сумма вложений в проект,

I_{Π} – разница между издержками на оплату коммерческих потерь в год установки системы и после установки.

Так как коммерческие потери в 2012 году составляли приблизительно 65% от полных потерь, то издержки на оплату коммерческих потерь в 2012 году будут рассчитываться по формуле:

$$I_{к1} = I_{\Pi} * 0,65 \quad (11.2)$$

Определим издержки на оплату коммерческих потерь в 2012 году:

$$I_{к1} = 4376194 * 0,65 = 2844526,1 \text{ руб.}$$

При условии уменьшения потерь на 100% в 2013 году после установки системы, издержки на оплату коммерческих потерь в 2013 году будут составлять:

$$I_{к2} = 2844526,1 * 0,5 = 1422263,05 \text{ руб.}$$

Определим срок окупаемости:

$$T_{ок} = \frac{9915670,8}{1422263,05} = 6,97 \text{ года}$$

Таким образом срок окупаемости составляет приблизительно 7 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе произведен анализ внедрения системы АИИСКУЭ на ПС №36«Копьево» Ф 36-06. Анализ эффективности внедрения показал, что срок окупаемости не превышает семи лет, что говорит о рациональном внедрении системы. Данная система обеспечивает снижение нагрузки на сети, что положительно сказывается на перспективах масштабирования сетей, т.е. позволяет производить дополнительные присоединения и увеличить полезный отпуск в сеть.

Системы такого рода зарекомендовали себя как отличное решение для уменьшения потерь от хищения электроэнергии, анализ внедрения системы на данном объекте это подтвердил. Потери уменьшаются обратно пропорционально количеству установленных счетчиков, заметное уменьшение потерь электроэнергии заметно уже с первых месяцев после установки системы.

В процессе анализа проявились недостатки системы учета и системы оплаты электроэнергии в виде наличия отрицательных потерь, связанных с неравномерностью снятия показаний счетчиков. Также наличие дебиторской задолженности перед потребителями негативно отражается на финансовых показателях компании и на общей структуре потерь. Для решения данных проблем рационально ввести систему предоплаты за электроэнергию, технически реализуемую на базе приборов учета с функцией предоплаты.

Для того чтобы дополнительно уменьшить потери необходимо своевременно выявлять приборы учета электроэнергии, вышедшие из строя. Для снижения технических потерь необходимо заменить голый провод на СИП и незагруженные трансформаторы на менее мощные.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хакасэнерго – МРСК Сибири [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.mrsk-sib.ru> (дата обращения: 30.04.2020).
2. Приказ Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее

передаче по электрическим сетям». [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://base.garant.ru/195516/#friends> (дата обращения: 30.04.2020).

3. Приказ Росстата от 01.10.2012 №509 «Об утверждении статистического инструментария для организации федерального статистического наблюдения за деятельностью предприятий и организаций в сфере производства и распределения электрической энергии». [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://legalacts.ru/doc/prikaz-rosstata-ot-01102012-n-509-ob/> (дата обращения: 25.04.2020).

4. Энергосбережение Коммерческие потери электроэнергии и их снижение [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.energosber18.ru> (дата обращения: 26.04.2020).

5. ГОСТ 6570-96 Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные. Общие технические условия. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://standartgost.ru/g/ГОСТ_6570-96/ (дата обращения: 25.04.2020).

6. ГОСТ Р 52321-2005 (МЭК 62053-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 11. Электромеханические счетчики активной энергии классов точности 0,5; 1 и 2. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200039095> (дата обращения: 26.04.2020).

7. Шведов, А.С. Теория вероятностей и математическая статистика: промежуточный уровень / А.С. Шведов. – Москва: Издательский дом Высшей школы экономики, 2017. – 281 с. – (Учебники Высшей школы экономики). (дата обращения: 25.06.2020).

8. РД 34.09.254 «Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений». [Текст] И 34-70-028-86», М: СПО Союзтехэнерго, 1987 (дата обращения: 17.05.2020).

9. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении, о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ivo.garant.ru/#/document/57500322/paragraph/33264:2> (дата обращения: 01.05.2020).

10. РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://znaytovar.ru/gost/2/RD_340910194_Tipovaya_instrukc.html (дата обращения: 26.04.2020).

11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985 - 352с. (дата обращения: 29.04.2020).

12. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. [Электронный ресурс] – Режим доступа:

https://znaytovar.ru/gost/2/metodikametodika_rascheta_norm.html (дата обращения: 31.05.2020).

13. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях Динамика, структура, методы анализа и мероприятия [Электронный ресурс] // – Режим доступа: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2833 (дата обращения: 29.05.2020).

14. Проблемы учета потребленной электроэнергии и пути их решения. [Электронный ресурс]//Режим доступа: <https://www.eprussia.ru/epr/168/12669.htm> (дата обращения: 30.06.2020).

15. Тарифы для оплаты потерь [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.khakensb.ru/private/tariffs/> (дата обращения: 28.06.2020).

16. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии [Текст]: учеб. пособие; допущено МО РФ/ А. А. Герасименко, В. Т. Федин; Красноярский государственный технический университет. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 808с. (дата обращения: 01.06.2020).

17. СП 31-110-2003 – Проектирование и монтаж электроустановок, жилых и общественных зданий [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200035252> (дата обращения: 06.05.2020).

18. Нормирование и реальное потребление электроэнергии домашними хозяйствами (социальный и региональный аспекты) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://1prime.ru/search> (дата обращения: 29.05.2020).

19. Методика расчета потерь электроэнергии при установке приборов учета не на границе балансовой принадлежности. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://pandia.ru/text/78/162/79864.php> (дата обращения: 29.05.2020).

20. Анализ потерь электрической энергии и пути их снижения в городских электрических сетях г. Махачкалы. нормирование технологических потерь электрической энергии [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-poter-elektricheskoy-energii-i-puti-ih-snizheniya-v-gorodskih-elektricheskikh-setyah-g-mahachkaly-normirovanie-tehnologicheskikh> (дата обращения: 15.05.2020).

21. Анализ структуры потерь электроэнергии [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://leg.co.ua/arhiv/energonadzor-arhiv/vybor-meropriyatiy-po-snizheniyu-poter-elektroenergii-11.html> (дата обращения: 12.05.2020).

22. Коммерческие потери электроэнергии и их снижение. [Электронный ресурс]Режимдоступа:<http://energobere18.ru/energoberezhenie/propaganda/publikaczi/kommercheskie-poteri-elektroenergii-i-ix-snizhenie.html> (дата обращения: 30.04.2020)

23. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/5685876/> (дата обращения: 01.05.2020).

24. Пути снижения потерь электроэнергии в электрических сетях. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.enelux.ru/puti_sнизhenija_poter_elektoenergii_v_elektricheskikh_setyah/ (дата обращения: 02.05.2020).

25. Современные автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ). [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://refleader.ru/polaturnayfsbew.html> (дата обращения: 28.04.2020).

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 25 наименований.

« _____ » _____
(дата)

(подпись)

А.Н. Якунин
(ФИО)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« 27 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Анализ эффективности внедрения системы АСКУЭ по фидеру 36-06
подстанции «Копьево».

тема

Руководитель 24.07.20 доцент, к.т.н.
подпись, дата должность, ученая степень

Е. В. Платонова
инициалы, фамилия

Выпускник 17.07.2020
подпись, дата

А.Н. Якунин
инициалы, фамилия

Нормоконтролер 27.07.20
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2020