

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  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование специальности)

Анализ потерь электрической энергии по фидерам  
Ф-17, Ф-26 ПС 35/6 кВ «Краснокаменская» Минусинского филиала  
АО «КрасЭКО»  
(наименование темы)

Руководитель \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020г. доцент кафедры ЭЭ,к.т.н. А.В.Коловский  
подпись, дата должность, ученая степень инициалы , фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020г. Д.И.Инютин  
подпись дата инициалы , фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020г. \_\_\_\_\_ И.А.Кычакова  
подпись,дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Абакан 2020г

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  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020г.

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

Студенту \_\_\_\_\_ Инютину Дмитрию Игорьевичу \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество)

Группа ХЭН-16-01 (16-1) Направление (специальность)

номер

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код, наименование

Тема выпускной квалификационной работы Анализ потерь электрической энергии по Ф-17, Ф-26 ПС 35/6кВ «Краснокаменская» Минусинского филиала АО «КрасЭКО»

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ .2020г.

Руководитель ВКР Коловский А.В., к.т.н. доцент кафедры «Электроэнергетика»  
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР по опорные схемы распределительных сетей, показания приборов учета электроэнергии, аналитические данные: отпуск в сеть, полезный отпуск, потери, плановый уровень нормативных потерь.

Перечень разделов ВКР:

Введение

1 Теоретическая часть

1.1 Коммерческие потери

1.2 Структура коммерческих потерь электроэнергии

1.3 Проблематика коммерческих потерь

1.4 Методы и средства учета

1.5 Мероприятия по снижению потерь электроэнергии

2 Аналитическая часть

2.1 Анализ схем подстанции 35/6кВ «Краснокаменская»

2.2 Схемы исследуемой сети 6- 0,4 кВ

2.3 Потери электрической энергии и их анализ (графики)

3 Практическая часть

3.1 Мероприятия по снижению потерь

3.2 Технические мероприятия по снижению коммерческих потерь участка

3.2 Пути снижения потерь

Заключение

Список используемых источников

Перечень графического материала:

1. Схема электроснабжения;

2. Анализ технических потерь 6 кВ Ф-17, Ф-26 в программном комплексе RasterWin 3 Анализ потерь электроэнергии;

3. Структура потерь электроэнергии;

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

/А.В.Коловский

Задание принял к исполнению

подпись

инициалы, фамилия

/Д.И.Инютин

подпись

инициалы, фамилия

03 октября 2019 г.

## РЕФЕРАТ

Работа на тему Анализ потерь электрической энергии по фидерам Ф-17, Ф-26 ПС 35/6 кВ «Краснокаменская» Минусинского филиала АО «КрасЭКО» содержит 67 страниц текстового документа, 29 рисунка, 8 таблиц, использованных источника, 3 листа графического материала.

Актуальность темы состоит в том, что, анализ потерь электроэнергии в распределительных сетях (РС), питающих потребителей, востребован и имеет высокую практическую значимость, поскольку вопрос энергосбережения и энергоэффективности в настоящий момент очень важен.

Объектами исследования являются фидеры электрических сетей Ф-17, Ф-26 ПС 35/6 кВ «Краснокаменская» Краснокаменского участка Минусинского филиала АО «Красноярская региональная энергетическая компания».

Предметом исследования являются способы, методы, средства анализа потерь электроэнергии по средствам расчета – теоретически и по данным с приборов учета.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы (ВКР) является анализ структуры коммерческих потерь электроэнергии на Краснокаменском участке по фидерам Ф-17, Ф-26 ПС 35/6 кВ «Краснокаменская».

В течение проработки проекта были получены следующие результаты:

- представлены схемы исследуемой сети, теоретические обоснования расчета коммерческих потерь электроэнергии;
- сформированы исходные данные показаний приборов учета, по которым выполнен анализ коммерческих потерь электроэнергии в РС;
- предложены пути и мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии.

Научная новизна и практическая значимость исследования обусловлена тем, что теоретические и практические рекомендации могут быть использованы специалистами Краснокаменского участка в дальнейшей работе.

Практическая значимость исследования обусловлена тем, что теоретические и практические рекомендации могут быть использованы при передаче исследуемых сетей на баланс в ПАО «МРСК Сибири».

ESSAY

The work on the topic "Analysis of electrical energy losses for F-17, F-26 of the 35 / 6kV Substation Krasnokamenskaya" contains 78 pages of a text document, 32 figures, 7 tables, 32 used sources, 4 sheets of graphic material.

The relevance of the topic lies in the fact that the analysis of electricity losses in distribution networks (RS) supplying consumers is in demand and has high practical significance, since the issue of energy saving and energy efficiency is very important at the moment.

The objects of research are feeders of electrical networks F-17, F-26 of the 35/6 kV Substation Krasnokamenskaya of the Krasnokamensk section of the Minusinsk branch of the JSC Krasnoyarsk Regional Energy Company.

The subject of the research is methods, methods, tools for analyzing electricity losses by means of calculation - theoretically and according to data from metering devices.

The purpose of the final qualification work (WQW) is to analyze the structure of commercial electricity losses in the Krasnokamensk section for feeders F-17, F-26 of the Substation 35/6 kV Krasnokamenskaya.

During the development of the project, the following results were obtained:

- presented diagrams of the investigated network, theoretical justification for calculating commercial electricity losses;
- the initial data of metering devices readings for which the analysis of commercial electricity losses in the RS was performed;
- suggested ways and measures to reduce commercial electricity losses.

The scientific novelty and practical significance of the study is due to the fact that theoretical and practical recommendations can be used by specialists of the Krasnokamensk area in their future work.

The practical significance of the study is due to the fact that theoretical and practical recommendations can be used when transferring the studied networks to the balance sheet of IDGC of Siberia, PJSC

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Теоретическая часть.....	8
1.1 Полные потери.....	9
1.2 Структура коммерческих потерь электроэнергии.....	10
1.2.1 Общие положения.....	10
1.2.2 Погрешности измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям.....	11
1.2.3 Коммерческие потери, обусловленные занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности.....	12
1.2.4 Коммерческие потери электроэнергии, обусловленные наличием бесхозных потребителей.....	14
1.2.5 Погрешности расчета технических потерь электроэнергии в электрических сетях.....	15
1.3 Мероприятия по снижению потерь электроэнергии.....	15
1.3.2 Организационные мероприятия по снижению технических потерь электроэнергии.....	16
1.3.3 Технические мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии.....	17
1.3.4 Технические мероприятия по снижению технических потерь электроэнергии.....	18
2 Аналитическая часть.....	19
2.1 Анализ схем подстанции 35/6 кВ «Краснокаменская».....	19
2.1.1 Описание однолинейной схемы подстанции 35/6 кВ «Краснокаменская».....	19
2.1.2 Схемы исследуемой сети 6- 0,4 кВ.....	22

2.2 Потери электрической энергии и их анализ.....	29
3 Практическая часть. Мероприятия по снижению коммерческих потерь в распределительных электрических сетях Краснокаменского участка Минусинского филиала АО «КрасЭЖо».....	55
3.1 Технические мероприятия по снижению коммерческих потерь участка .	55
3.1.1 Применение светодиодных ламп .....	55
3.1.2 Установка современных приборов учета электрической энергии ...	55
3.2.3 Использование приборов, распознающих хищение электрической энергии .....	57
3.3 Пути снижения потерь.....	60
3.3.1 Первый способ борьбы с потерями - замена отслужившей линии на более современную.....	60
3.3.2 Второй способ – борьба с хищениями электроэнергии.....	60
3.3.3 Третий способ борьбы с потерями.....	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	64
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	65

Перечень графического материала:

- 1Схема электроснабжения;
- 2Анализ технических потерь 6 кВ Ф-17, Ф-26 в программном комплексе RasterWin
- 3Анализ потерь электроэнергии;
- 3Структура потерь электроэнергии;

## **ВВЕДЕНИЕ**

Электроэнергия – это продукция, для передачи которой от производителя к потребителю не применяются иные ресурсы. Для чего используется доля самой передаваемой электрической энергии, вследствие этого ее издержки неминуемы, поэтому необходимо определить их экономически обоснованное значение. Снижение потерь электрической энергии в распределительных электросетях до определенного значения - одно из весомых направлений энергосбережения [18].

В связи со сложностью расчета потерь и наличием значительных ошибок, в последнее время особое внимание уделяется разработке способов нормирования электрических потерь.

Потери электроэнергии влияют на структуру тарифов на электроэнергию. Федеральные и региональные энергетические комиссии участвуют в регулировании тарифов. Организации, занимающиеся энергосбережением, обязаны обосновывать уровень потерь электроэнергии, который они считают необходимым включить в структуру тарифа на электроэнергию, и комиссии по энергетике должны учитывать эти обоснования и согласовывать или исправлять их.

При передаче электроэнергии в любой части энергосистемы происходят потери электрической энергии. Для изучения элементов электрических потерь во всех возможных частях сети и оценки необходимости определенных мер, направленных на снижение электрических потерь, проводится мониторинг структуры электрических потерь.

В настоящее время при классификации потерь электроэнергии чаще используется термин «технологические потери электроэнергии», определение которого установлено Приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 326 от 30 декабря 2008 г. «Об организации Министерством энергетики Российской Федерации утвердило нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по сетям [4].

Актуальность выбранной темы заключается в том, что анализ потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях, снабжающих потребителей, является востребованным и имеет высокую практическую значимость, поскольку вопрос энергосбережения и энергоэффективности всегда был очень важен.

Объектом исследования являются распределительные электрические сети Краснокаменского участка Минусинского филиала акционерного общества (АО) «Красноярская региональная энергетическая компания» («КрасЭКо»).

Предметом исследования являются способы, средства и методы анализа, оценки и расчета потерь распределительных электрических сетей.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является анализ потерь электроэнергии по Ф-17, Ф-26 ПС 35/6 кВ «Краснокаменская».

## **1 Теоретическая часть**

## 1.1 Полные потери

Потери электроэнергии в электрических сетях неминуемы, поэтому важно чтобы они не превышали экономически обоснованного уровня. Чтобы уменьшить потери необходимо установить причины возникновения полных потерь и выбрать способы их снижения. Потери бывают коммерческие и технические. Рассмотрим каждую по отдельности.

Коммерческие потери представлены в виде таблицы, чем они обусловлены и что введёт к их появлению.

Таблица 1.1 Структура коммерческих потерь



Рисунок 1.1 – Коммерческие потери электроэнергии

Далее подробнее рассмотрим структурные составляющие коммерческих потерь электроэнергии.

## 1.2 Структура коммерческих потерь электроэнергии

### 1.2.1 Общие положения

«По существу, коммерческие потери предполагают собой не что иное, как фактический небаланс электрической энергии в электрической сети» [2], который в абсолютных единицах вычисляется по формуле:

$$\Delta W_K = W_{OC} - W_{ПО} - \Delta W_T, \quad (1.1)$$

где  $W_{OC}$  – отпуск электроэнергии в сеть, определяемый по разнице показаний счетчиков, ведущих учет электрической энергии, поступившей в сеть от соседних энергосистем, и счетчиков, учитывающих электроэнергию, переданную в сети соседних энергосистем;

$W_{ПО}$  – полезный отпуск электрической энергии потребителю (потребителям), определяемый для промышленных и приравненных к ним потребителям, бюджетных и иных организаций по средствам электросчетчиков.

«Для бытовых потребителей полезный отпуск в сеть определяется по платежам  $\Pi_B$  через сберкассы и средневзвешенному расчетному тарифу  $T_B$  на электроэнергию:

$$W_{ПО} = \Pi_B / T_B, \quad (1.2)$$

где  $\Delta W_T$  – технические потери электроэнергии, рассчитываемые в соответствии с нормативными документами» [3].

В безупречном случае небаланс электрической энергии в сети (коммерческие потери), определяемый по формуле (1.2), обязан быть равен нулю. В настоящих критериях отпуск в сеть, полезный отпуск и технические потери электрической энергии определяются с погрешностями. Разница

данных погрешностей практическая и считается структурными элементами коммерческих потерь. Они обязаны быть по способности сведены к минимальному количеству за счет выполнения надлежащих соответствующих мероприятий. В случае, если эта вероятность отсутствует, нужно привести исправления к показаниям электросчетчиков, компенсирующие регулярные погрешности измерений электричества электроэнергии [1].

### **1.2.2 Погрешности измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям**

В целом погрешность измерения электрической энергии можно разделить множество элементов. Рассмотрим наиболее важные элементы измерительных комплексов (ИК), которые включают в себя: трансформатор тока (ТТ), трансформатор напряжения (ТН), счетчик электроэнергии (СЭ), линию для подключения торгового центра к ТН.

Основные компоненты ошибок измерений электроэнергии включают в себя:

- погрешности измерений электроэнергии при нормальных условиях эксплуатации ИК, определяемые классами точности ТТ, ТН и СЭ; –
- дополнительные погрешности измерений электроэнергии в реальных условиях эксплуатации ИК, обусловленные:
  - дополнительными ошибками в измерениях электроэнергии в реальных условиях эксплуатации ИК, вызванные:
    - заниженным по сравнению со стандартным коэффициентом мощности нагрузки (дополнительная угловая погрешность);
    - влияние на СЭ магнитных и электромагнитных полей различных частот.
    - не симметрия, и уровень напряжения, приложенного к ИК;
    - эксплуатация СЭ в неотапливаемых помещениях с недопустимо низкими температурами и т.д. ;
    - недостаточная чувствительность аппаратов СЭ при низких нагрузках, особенно ночью;

- систематические ошибки из-за превышения стандартного срока службы ИК, недогрузка и перегрузка ТТ, ТН и СЭ;

- ошибки, связанные с неправильными схемами подключения электросчетчиков ТТ и ТН, в частности сбой в фазе подключения счетчика;

- ошибки, вызванные неисправными приборами учета электроэнергии;

- ошибки при снятии показаний счетчиков электроэнергии;

- ошибки или умышленное искажение данных показаний;

- несогласованность или несоблюдение установленных сроков снятия показаний счетчиков, а также нарушение графиков обхода счетчиков;

### **1.2.3 Коммерческие потери, обусловленные занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности**

Эти потери включают две составляющие:

а) потери при выставлении счетов;

б) потери от хищений электроэнергии.

#### **Потери при выставлении счетов обусловлены:**

– неточностью данных о потребителях электрической энергии, в том числе, не верной или не полной информацией о заключенных договорах на использование электроэнергии;

– из-за отсутствие чёткой информации по показаниям и не возможность в некоторых случаях проверить их правильность;

– из-за отсутствия контроля за потребителями в течении долго промежутка времени и проверки счётчиков на исправность и отсутствия каких-либо повреждений;

#### **Потери от хищений электроэнергии**

Опыт борьбы с кражами электроэнергии в разных странах был обобщен специальной «Экспертной группой по исследованию вопросов, связанных с хищением электроэнергии и неоплаченными счетами (неплатежами)». Группа организована в рамках исследовательского комитета по экономике и тарифам международной организации UNIPEDE.

Мировая практика борьбы с кражами электроэнергии свидетельствует о том, что в этих кражах участвуют частные потребители электроэнергии. Кроме того, кражи электроэнергии промышленными и коммерческими предприятиями и их размеры определяющими их назвать нельзя.

Кража электроэнергии в основном происходит в 3 и 4 квартал года.

По сведениям экспертной группы, UNIPEDE, есть 3 метода хищений электричества:

- механический;
- электрический;
- магнитный [5].

Механические способы хищений электроэнергии

Вмешательство в работу счетчика (механическое вскрытие) – это один из основных методов, который имеет возможность включать в себя различные способы:

- сверление отверстий в внешней части (корпуса, крышке); вставка (в отверстие) маленьких предметов, что бы приостановить вращение диска или же исказить показания счетчика;
- перемещение счетчика в горизонтальные состояния для большего сопротивления вращения диска, что бы показания исказились, в меньшую сторону;
- не согласованный срыв пломб, несоблюдение в центровке осей конструкций (шестерен) для предотвращения полной регистрации потребления электроэнергии;
- -раскатывание стекла при вставке пленки, которая прекратит дисковое вращение.

Как правило, механическое вмешательство оставляет след на счетчике, но его сложно выявить, в случае если счетчик не станет всецело очищен от пыли и грязей и осмотрен лабораторным методом.

К механическому способу хищения электроэнергии можно отнести обширно известные преднамеренные повреждения системы электроснабжения (СЭС) потребителями.

Усугубление намеренных изменений показаний счётчика приводит к увеличению коммерческих потерь электрической энергии, собственно, что подтверждается данными сибирских энергосистем.

Электрические способы хищений электроэнергии

Увеличивается использование приборов, таких как «черный ящик». С помощью «ящика», представляющего собой фазосдвигающее оборудование, ток противофазы добавляется во включаемую токовую цепь счетчика. В случае если к счетчику не прикреплено анти-реверсивное устройство, то при подсоединении «черного ящика» показания счетчика уменьшаются, в час почти на 15 кВт.

К электронному методу отнесен обширно применяемый, метод «наброс на линию» до счетчика.

Магнитные способы хищений электроэнергии

Использование магнитов с наружной стороны счетчика имеет возможность воздействовать на его показания.

В частности, возможно при применении магнитов на индукционных счетчиках замедлить вращение диска.

#### **1.2.4 Коммерческие потери электроэнергии, обусловленные наличием бесхозных потребителей**

Возникновение коммерческих потерь привели к тому что в большинстве энергосистем появились жилые здания, цельные жилые поселки, которые не

стоят на балансе каких-либо организаций. Электроэнергию, поставляемые в эти жилища, жители никому не оплачивают. Электроустановки данных жилищ никем не обслуживаются, их техническое положение грозит трагедиями и не гарантирует защищенность жизни и имуществу людей.

### **1.2.5 Погрешности расчета технических потерь электроэнергии в электрических сетях**

Из формулы (1.1) следует, что потери электрической энергии невозможно измерить. Их возможно лишь определить расчетным путем с определенной погрешностью. Смысл данной погрешности находится в зависимости не только от ошибок измерений  $W_{ос}$  и  $W_{по}$  размера потерь, от полезного отпуска, но и присутствия «бесхозных потребителей».

Чем лучше станут расчеты потерь, тем, бесспорно, вернее станут оценки платы за потребленную энергию. В согласовании с отраслевой аннотацией погрешности расчета технических потерь разделяются на информационные и методические. Как известно, с большей погрешностью рассчитываются потери электроэнергии в электросетях 6кВ и, тем более, в сетях 0,38 кВ по причине ошибок и неполноты начальной информации о нагрузках данных сетей. Для оценки воздействия данных ошибок на ошибку расчета суммарных потерь электроэнергии в сетях энергосистемы, были выполнены особые расчеты [10].

### **1.3 Мероприятия по снижению потерь электроэнергии**

Организационные мероприятия - мероприятия, обеспечивают снижение потерь электроэнергии за счет оптимизации схем и режимов работы электрических сетей и электростанций, совершенствования их технического обслуживания.

К основным организационным мероприятиям по снижению коммерческих потерь следует отнести следующие:

1. Проверка актов разграничения балансовой принадлежности по точкам поставки учета электроэнергии, своевременная регистрация всех точек поставки электроэнергии, проверка на принадлежность с договорными условиями.

2. Формирование баз данных групп учёта и потребителей электроэнергии, с привязкой к конкретной электрической сети.

3. Проверка технических и фактических характеристик приборов учета в применяемых в расчетах.

4. Контроль на наличие и правильности алгоритмов «до расчета» полных потерь при установке приборов учета не на границе балансовой принадлежности.

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

6. Исключение возможности «без учётного» электроснабжения.

7. Выполнение расчетов полных потерь электроэнергии, повышение точности расчетов, и правильного их использования.

8. Расчеты «по фидерных» балансов электроэнергии в сети, балансов по трансформаторной подстанции (ТП), в линиях 0,4 кВ, для выявления коммерческих потерь электроэнергии в сетях 10(6)/0,4 кВ [7].

### **1.3.2 Организационные мероприятия по снижению технических потерь электроэнергии**

К организационным мероприятиям по снижению технических потерь электроэнергии относятся:

1. Меры по улучшению эксплуатационного обслуживания и оптимизация электрических сетях.

2. Оптимизация режимов работы сетей, с двусторонним питанием.
3. Снижение смешанности сети (оптимизация мест размыкания контуров электросетей с различными номинальными напряжениями).
4. Перевод генераторов электростанций в режим синхронных компенсаторов, определение оптимальной мощности компенсирующих устройств.
5. Оптимизация рабочих напряжений в центрах питания разомкнутых электрических сетей.
6. Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на трансформаторных подстанциях с двумя и более трансформаторами, отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой.

### **1.3.3 Технические мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии**

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

1. Своевременная инструментальная проверка приборов учета и калибровка.
2. Своевременная инвентаризация комплексов учета электроэнергии, маркировка их визуализированными контрольными знаками, а также герметизация счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов, установка и герметизация защитных крышек для клеммных зажимов измерительных цепей.
3. Своевременная смена счетчиков электроэнергии и измерительных приборов на приборы с повышенными классами точности.
4. Своевременное устранение недогрузки и перегрузки трансформаторов тока и напряжения, недопустимого уровня потерь напряжения в измерительных цепях ТН.

5. Своевременная установка приборов учета на границах балансовой принадлежности, в том числе пунктов учета электроэнергии на границе раздела балансовой принадлежности, проходящей по линиям электропередач.

6. Своевременная замена устаревших измерительных приборов, а также приборов учета с техническими параметрами, не соответствующими законодательным и нормативно-техническим требованиям, а также совершенствование расчетного и технического учета электроэнергии.

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

8. Совершенствование автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), как для промышленных, так и для бытовых потребителей. 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 АСКУЭ. Реализацию данного мероприятия нужно осуществлять поэтапно, определяя приоритетные узлы электрической сети для автоматизации учета на основании предварительного энергетического обследования с оценкой экономической эффективности внедрения проекта [9].

#### **1.3.4 Технические мероприятия по снижению технических потерь электроэнергии**

Мероприятиям, относящимся к техническим по снижению технических потерь, относятся.

1. Реконструкция сетей;
2. Модернизация сетей;

3. Необходимость в установке или замены компенсирующего устройства, для оптимизации реактивных мощностей и снижения уровня напряжения, в узлах электрических сетей.

4. Реакторы шунтирующие, управляемые;

5. Замена трансформаторов и проводов на более новые;

6. Замена недогруженных трансформаторов, на более низкий номинал;

7. Установка регулятора напряжения “линейного”;

8. Установка и ввод в работу на трансформаторах с регулировкой под напряжением (РПН) устройств автоматического регулирования коэффициента трансформации;

9. Установка автоматически регулируемых конденсаторных установок;

10. Перевод сетей на более высокий уровень напряжения;

11. Оптимизация загрузки электрических сетей за счет строительства линий и подстанций;

12. Установка multifunctional устройств повышения качества электроэнергии [8].

## **2 Аналитическая часть**

### **2.1 Анализ схем подстанции 35/6 кВ «Краснокаменская»**

#### **2.1.1 Описание однолинейной схемы подстанции 35/6 кВ «Краснокаменская»**

ПС 35/6 кВ «Краснокаменская» получает питание от тяговой ПС 220/35/27,5 кВ «Кошурниково» по линиям Т-51, Т-52, 35 кВ, затем от этих линий получают питание трансформаторы 1-Т и 2-Т, далее от трансформаторов получают питание ячейки, расположенные на 1, 2 сек. шин 6 кВ, от которых непосредственно запитаны потребители 0,4 кВ, а также запитаны понизительные подстанции, которые расположены на территории поселка

Краснокаменск. Эти понизительные подстанции служат для передачи электроэнергии потребителям поселка Краснокаменск.

Подробно рассмотрим Краснокаменский участок Минусинского филиала АО «КрасЭКо» поселок Краснокаменск, который получает питание по средствам кабельной линии ААШВ-6 (3x185) длиной 700 от ячеек №17 и №26 ПС 35/6 кВ «Краснокаменская».

Расшифровка кабеля ААШВ:

А - алюминиевая токопроводящая жила; А - алюминиевая оболочка;

ШВ - защитный покров в виде шланга из поливинилхлоридного пластика.

От опоры № 1 по средствам воздушной линии – 6 кВ фидер Ф-26 длиной 4,5 км и ВЛ-6 кВ фидер Ф-17 длиной 6 км получают питание трансформаторные подстанции поселка Краснокаменск ТП 6/0,4 кВ общее количество которых - 16 единиц.

Поэтому, из выше изложенного следует, что, исследуемый Краснокаменский участок является, непосредственно, источником питания для поселка Краснокаменск. Поскольку в поселке Краснокаменск имеются потребители второй и категории, транзит электроэнергии выполнен по двум фидерам ПС 35/6 кВ «Краснокаменская», от ячеек 17 и 26 подстанции.



## 2.1.2 Схемы исследуемой сети 6- 0,4 кВ

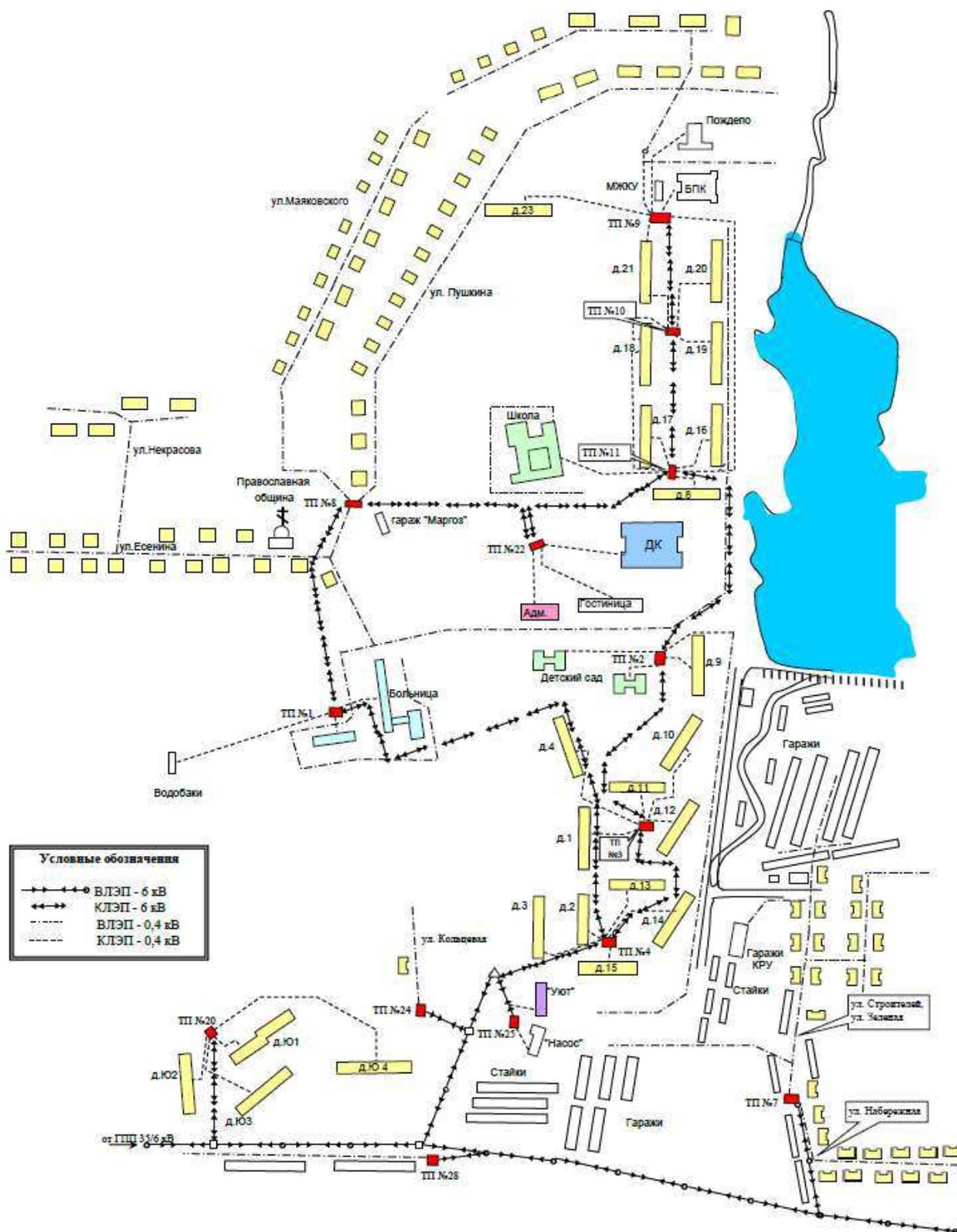


Рисунок 2.3 – План электрических сетей п. Краснокаменская

На плане электрических сетей поселка Краснокаменская представлены воздушные и кабельные линии напряжением 6 кВ, посредством которых получают питание трансформаторные подстанции ТП 6/0,4 кВ. ВЛ-6 кВ фидер №17 длинна L=6000 м. ВЛ-6 кВ фидер №26 длинна L=4500м.

Потребители поселка Краснокаменск получают питание от 16 трансформаторных подстанций напряжением 6/0,4 кВ.

От ТП №4 - (1x400 кВА и 1x630 кВА) по кольцевой схеме кабелем КЛ-6 кВ получают питание следующие трансформаторные подстанции: ТП №3, ТП №2, ТП №11, ответвлением от ТП №11 запитаны - ТП №10, ТП №9, далее от ТП №11 питается ТП №22, ТП №8, ТП №1.

От трансформаторных подстанций воздушной или кабельной линией 0,4 кВ запитаны непосредственные потребители электроэнергии и мощности поселка Краснокаменск.

Потребители, подключенные к ТП №4: жилые многоэтажные дома №2,3,13,14,15.

Потребители, подключенные к ТП №3: жилые многоэтажные дома №1,4,10,11,12.

Потребители, подключенные к ТП №2: жилой многоэтажный дом №9, детский сад, гостиница.

Потребители, подключенные к ТП №11: жилые многоэтажные дома №8,16,17,18, школа.

Потребители, подключенные к ТП №10: жилые многоэтажные дома №19,20,21.

Потребители, подключенные к ТП №9: жилой многоэтажный дом №23, пожарное депо, банно-прачечный комбинат.

Потребители, подключенные к ТП №22: дом культуры поселка Краснокаменск.

Потребители, подключенные к ТП №8: частные жилые дома по улице Пушкина и улице Маяковского.

Потребители, подключенные к ТП №1: больница, водобаки.

Остальные трансформаторные подстанции запитаны от источника питания ПС 35/6 кВ «Краснокаменская» магистральной схемой.

Потребители, подключенные к ТП №25: гаражи, насос, стайки.

Потребители, подключенные к ТП №28: частный сектор.

Потребители, подключенные к ТП №20: жилые многоквартирные дома №1,2,3,4 микрорайона Южный.

Потребители, подключенные к ТП №29: общество «Прибрежное».

Потребители, подключенные к ТП №12: частные жилые дома по улицам Береговая, Рудная, Новая.

Потребители, подключенные к ТП №7: частные жилые дома по улицам Строителей, Зеленая и Набережная.

Потребители, подключенные к ТП №24: частные жилые дома по улице Кольцевая.

ВЛ-6 кВ фидер №17 длина  $L=6000$  м.

От опоры №1 до опоры №32 питание выполнено ВЛ- 6 кВ проводом марки АС-150 длиной  $L=2730$  м.

От опоры №32 до ТП №4 - (1х400 кВА и 1х630 кВА) питание выполнено КЛ- 6 кВ кабелем марки ААШВ-6 (3х185) длиной  $L=140$  м.

От ТП №4 - (1х400 кВА и 1х630 кВА) по кольцевой схеме запитаны следующие подстанции: ТП-№3, ТП-№2, ТП-№11 (от ТП-№11 запитаны ТП-№10 и ТП-№9) далее ТП-№22, ТП-№8, ТП-№1 и последняя (ТП-№1) вновь запитана от ТП-№4-(1х400 кВА и 1х630 кВА), в результате чего образовалось кольцо. Известно, что кольцевые схемы должны иметь два источника питания, поскольку потребители электроэнергии по надежности и бесперебойности электроснабжения (ЭСН) относятся ко 2й категории, поэтому ТП-№4 -(1х400 кВА и 1х630 кВА) имеет связь с фидером №17 и фидером №26 посредством кабельной линии КЛ-6 кВ ААШВ – 6 (3х185) длиной  $L= 140$  м.

Потребители, получающие питание по кольцевой схеме:

ТП-№4 - (1х 400 кВА и 1х630 кВА) питает дома № 2,3,13,14,15. От ТП-№4 - (1х400 кВА и 1х630 кВА) кабельной линией КЛ – 6 кВ кабелем марки

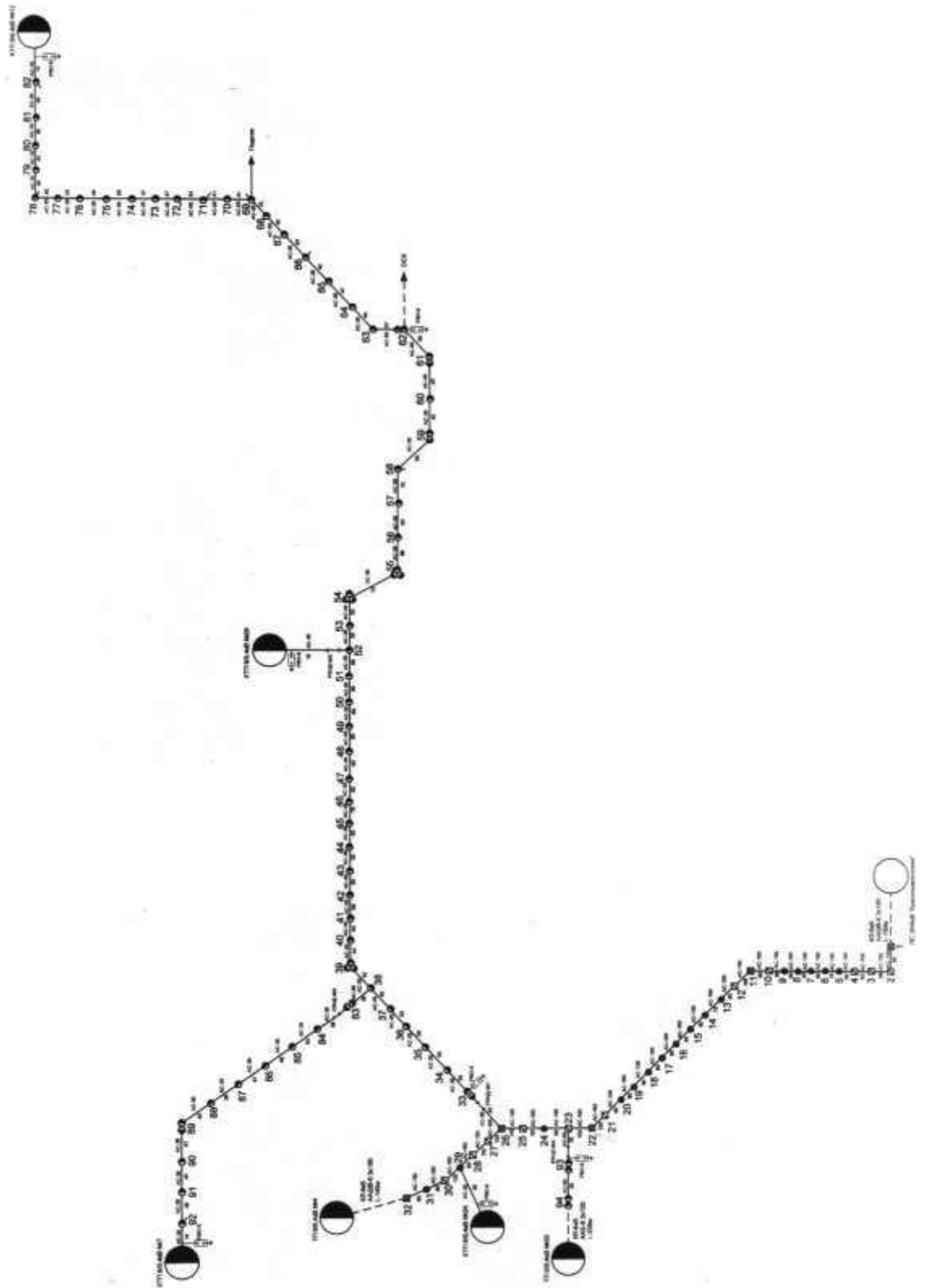


Рисунок 2.4 – По опорная схема ВЛ 6 кВ фидера Ф17

ААБ-6 (3x120) длиной  $L=200\text{м}$  запитана ТП-№3 (2x400 кВА), от которой получают питание дома №1,4,10,11,12. Далее от ТП-№3 (2x400 кВА)

кабельной линией КЛ-6 кВ кабелем марки ААБ-6 (3x120) длиной L=290 м запитана ТП-№2 (1x400 кВА) от которой получают питание дом №9, детский сад, гостиница. От ТП-№2 (1x400 кВА) кабельной линией КЛ-6 кВ кабелем марки ААШВ-6 (3x120) длиной L=450 м запитана ТП-№11 (2x400 кВА) от которой получают питание дома №8,16,17,18, школа.

Расшифровка названия марки ААБ:

А – алюминиевая жила токопроводящая, А – алюминиевая оболочка, Б – броня из стальных лент.

От ТП-№11 (2x400 кВА) кабельной линией КЛ-6 кВ кабелем марки ААБ-6 (3x120) длиной L=240 м запитана ТП-№10 (1x400 кВА и 1x250 кВА), от которой получают питание дома №19,20,21. От ТП-№10 (1x400 кВА и 1x250 кВА) кабельной линией КЛ-6 кВ кабелем марки ААБ-6 (3x120) длиной L=200 м запитана ТП-№9 (1x400 кВА) от которой получают питание дом №23, пожарное депо, банно-прачечный комбинат (БПК).

От ТП-№11 (2x400 кВА) так же запитана кабельной линией КЛ-6 кВ кабелем марки ААБ-6 (3x120) длиной L=210 м ТП-№22 (2x400 кВА) от которой получает питание дом культуры.

От ТП-№22 (2x400 кВА) кабельной линией КЛ-6 кВ кабелем марки ААБ-6 (3x120) длиной L=390 м запитана ТП-№8 (2x400 кВА) , от которой получают питание улица Пушкина и улица Маяковского.

От ТП-№8 (2x400 кВА) кабельной линией КЛ-6 кВ кабелем марки ААБ-6 (3x120) длиной L=378 м запитана ТП-№1 (2x400 кВА), от которой получает питание больница.

ТП №1(2x400 кВА) связана с ТП-№4 (1x400 кВА и 1x630 кВА) в кольцо кабельной линией КЛ-6 кВ кабелем марки ААБ-6 (3x120) длиной L=708 м.

Остальные потребители электроэнергии по надежности и бесперебойности ЭСН относятся к 3й категории, поэтому имеют один источник питания.

От опоры №23 до опоры №93 питание выполнено ВЛ – 6 кВ проводом марки АС-50 длиной L=90 м.

Далее от опоры №93 с помощью кабельной линии КЛ-6 кВ кабелем марки ААБ-6 (3x120) длиной L=200 м запитана ТП№20-(2x400 кВА) от которой питаются потребители: дома №1,2,3,4 микрорайона Южный.

От опоры № 29 до КТП №24- (1x100 кВА) питание выполнено ВЛ – 6 кВ проводом марки АС-35 длиной L=30 м. От КТП-№24 (1x100 кВА) запитана улица Кольцевая.

От опоры №26 до опоры №67 питание выполнено ВЛ – 6 кВ проводом марки АС-35 длиной L= 1955 м. От опоры №67 до опоры №72 питание выполнено ВЛ – 6 кВ проводом марки АС-50 длиной L=220 м.

От опоры №72 до КТП №12- (1x400 кВА) питание выполнено ВЛ- 6 кВ проводом марки АС-35 длиной L=490 м. От КТП №12 (1x400 кВА) запитаны улицы: Береговая, Рудная, Новая.

От опоры №38 до КТП №7- (1x400 кВА) питание выполнено ВЛ-6 кВ проводом марки АС-35 длиной L=470 м. От КТП №7 (1x400 кВА) запитаны улицы: Строительная, Зеленая, Набережная.

От опоры №52 до КТП № 29- (1x63 кВА) питание выполнено ВЛ -6 кВ проводом марки АС-35 длиной L=15 м. от КТП№29 (1x63 кВА) получает питание общество «Прибрежное».

ВЛ-6 кВ фидер №26 длинна L=4500м. Потребители электроэнергии получающие питание посредством фидера №26 по надежности и бесперебойности ЭСН относятся ко 2й (КТП-№4) и 3й категории. От опоры №1 до опоры №32 питание выполнено ВЛ- 6 кВ проводом марки АС-150 длиной L=2730м. От опоры №26 до опоры №62 питание выполнено ВЛ- 6 кВ проводом марки АС-35 длиной L=1728м. От опоры №32 до КТП №25-(1x400кВА) питание выполнено КЛ- 6 кВ проводом марки АС-35 длиной L=25м. От КТП №25-(1x400кВА) запитаны «Насос», «Уют».

От опоры №34 до КТП №28-(1x250кВА) питание выполнено КЛ- 6 кВ проводом марки АС-35 длиной L=17м.

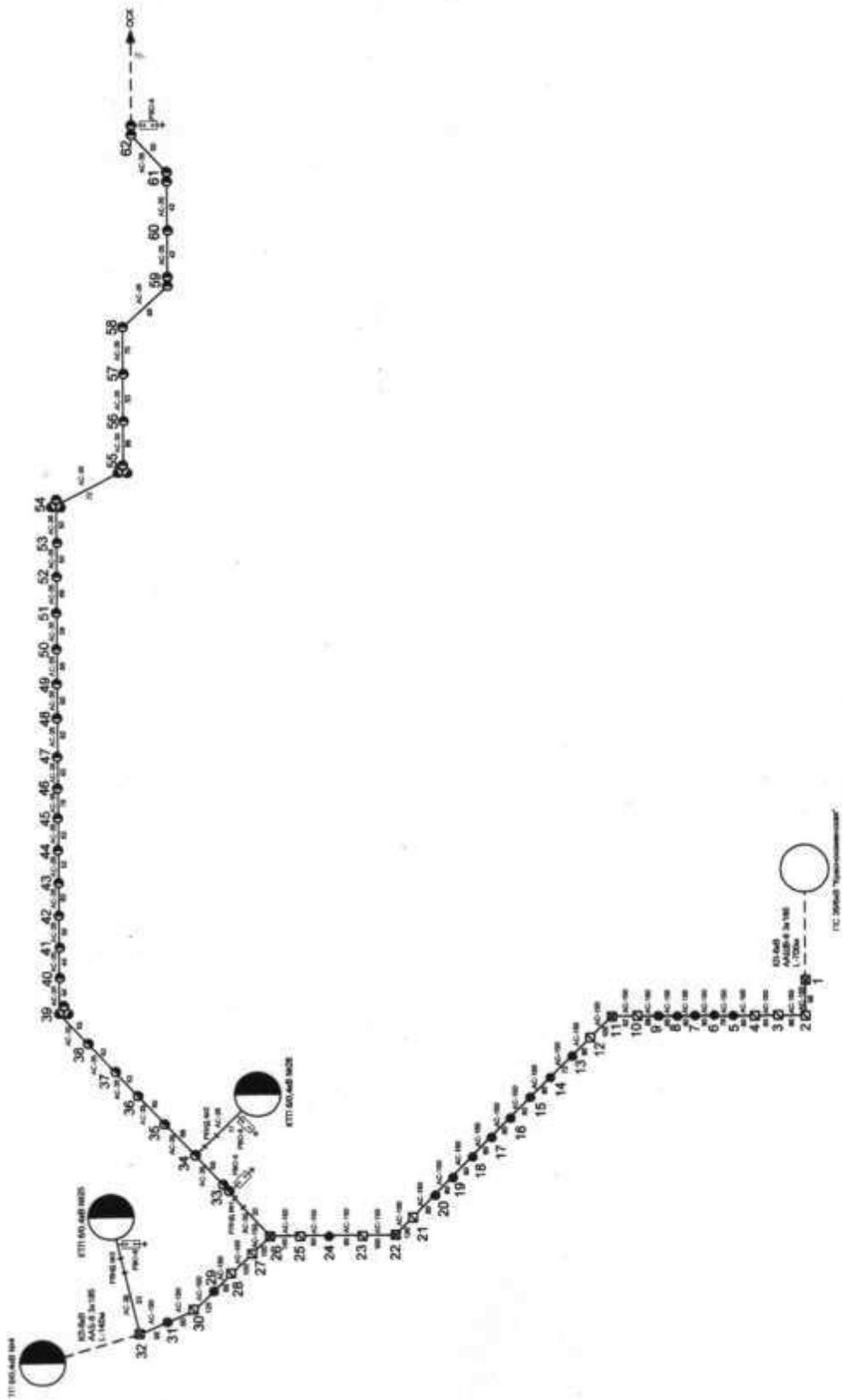


Рисунок 2.5 – По опорная схема ВЛ 6кВ фидера 26

## 2.2 Потери электрической энергии и их анализ

Краснокаменский участок является структурным подразделением Минусинского филиала АО «КрасЭКо» в состав которого входят также следующие структурные подразделения (филиалы, участки):

- Боготольский филиал;
- Ачинский филиал;
- Манский участок;
- Бородинское отделение;
- Кординский филиал;
- Богучанский филиал;
- Абанское отделение;
- Нижне Ингашское отделение;
- Иланское отделение;
- Канское отделение;
- Лесосибирский филиал;
- Мотыгинский филиал;
- Енисейский филиал;
- Краснокаменский участок;
- Красноярский участок;
- Большемуртинский участок;
- Ужурский участок;
- С-Енисейский участок;
- Березовский филиал;
- Железногорский филиал;

Для каждого участка АО «КрасЭКо» в 2014 году установлен плановый уровень нормативных коммерческих потерь электрической энергии, действующий по сегодняшний день, который представлен в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Плановый уровень нормативных потерь электрической энергии в сетях АО «КрасЭКо»

№ п/п	Структурное подразделение АО «КрасЭКо»	Плановый уровень нормативных потерь, среднее значение за год, %
1	Боготольский филиал;	21,41
2	Ачинский филиал;	18,35
3	Манский участок;	20,59
4	Бородинское отделение;	17,99
5	Кодинский филиал;	15,16
6	Богучанский филиал;	21,58
7	Абанское отделение;	21,44
8	Нижне Ингашское отделение;	25,54
9	Иланское отделение;	23,37
10	Канское отделение;	20,09
11	Лесосибирский филиал;	19,31
12	Мотыгинский филиал;	23,68
13	Енисейский филиал;	21,58
14	Краснокаменский участок;	5,83
15	Красноярский участок;	3,00
16	Большемуртинский участок;	22,04
17	Ужурский участок;	17,55
18	С-Енисейский участок;	2,41
19	Березовский филиал;	20,70
20	Железногорский филиал;	9,31

На Краснокаменском участке, в сравнении с другими участками и отделениями АО «КрасЭКо», потери чуть ниже, поскольку протяженность распределительных сетей Краснокаменского участка в несколько раз меньше, чем в других отделениях и, соответственно, количество присоединений (потребителей) тоже меньше.

Необходимо проанализировать, и по возможности внедрить на Краснокаменском участке, используемые на других участках и отделениях филиала АО «КрасЭКо» энергосберегающие мероприятия, а так же предложить новые методы для борьбы с коммерческими потерями, которые ещё не использовались в распределительных сетях АО «КрасЭКо».

Проведём анализ технических потерь электрической энергии Краснокаменского участка Минусинского филиала АО «КрасЭКо» (далее – Участок) ПС 35/6 кВ «Краснокаменская», которая питает п. Краснокаменск по фидерам Ф-17,Ф-26 .

Проведем анализ коммерческих потерь электрической энергии Краснокаменского участка Минусинского филиала АО «КрасЭКо» (далее – Участок) ПС 35/6 кВ «Краснокаменская», которая питает п. Краснокаменск по фидерам Ф-17,Ф-26 .

Для проведения анализа, необходимо рассчитать технические потери, через программу RasterWin 3, с помощью этой программы производится расчёт технических потерь в сетях 6кВ.

## 2.3 Анализ технических потерь 6 кВ Ф-17, Ф-26 в программном комплексе RasterWin 3.

Для анализа технических потерь 6кВ Ф-17, Ф26, лучше всего использовать программный комплекс RasterWin 3. С помощью данного комплекса можно, смоделировать электрическую схему, и проанализировать данные.

№	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_л	Q_л	P_г	Q_г	V_зд	Q_лпн	Q_лпк	В_ш	V	Delta
1	<input checked="" type="checkbox"/>	База	100	ИП	6		1			1,8	2,3	6,3				6,30	
2	<input type="checkbox"/>	Нагр	200	уз1	6		1									6,06	-0,65
3	<input type="checkbox"/>	Нагр	300	ПП20_6кВ	6		1									6,02	-1,31
4	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	301	ПП20_0кВ T1			1	0,2								0,40	-2,46
5	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	302	ПП20_0кВ T2			1	0,2								0,40	-2,40
6	<input type="checkbox"/>	Нагр	400	уз2	6		1									6,02	-0,34
7	<input type="checkbox"/>	Нагр	500	уз3	6		1									6,01	-0,26
8	<input type="checkbox"/>	Нагр	600	ПП28_6кВ	6		1									6,01	-0,26
9	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	601	ПП28_0кВ T1			1									0,40	-0,43
10	<input type="checkbox"/>	Нагр	700	уз4	6		1									6,00	-0,26
11	<input type="checkbox"/>	Нагр	800	ПП7_6кВ	6		1									5,97	-0,29
12	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	801	ПП7_0кВ T1			1	0,3								0,39	-1,84
13	<input type="checkbox"/>	Нагр	900	??	6		1	0,5	0,1							5,99	-0,28
14	<input type="checkbox"/>	Нагр	1000	уз5	6		1									6,01	-0,31
15	<input type="checkbox"/>	Нагр	1100	ПП24_6кВ	6		1									6,01	-0,30
16	<input type="checkbox"/>	Нагр	1101	ПП24_0кВ T1			1	0,1								0,40	0,02
17	<input type="checkbox"/>	Нагр	1200	уз6	6		1									5,99	-0,24
18	<input type="checkbox"/>	Нагр	1300	ПП25_6кВ	6		1									5,98	-0,25
19	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	1301	ПП25_0кВ T1			1	0,1								0,40	-0,88
20	<input type="checkbox"/>	Нагр	1400	ПП4_6кВ	6		1									5,97	-0,24
21	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	1401	ПП4_0кВ T1			1	0,2								0,40	-0,98
22	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	1402	ПП4_0кВ T2			1	0,3								0,40	-1,47
23	<input type="checkbox"/>	Нагр	1500	ПП1_6кВ	6		1									5,94	-0,05
24	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	1501	ПП1_0кВ T1			1	0,2								0,39	-0,88
25	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	1502	ПП1_0кВ T2			1	0,1								0,39	-0,66
26	<input type="checkbox"/>	Нагр	1600	ПП8_6кВ	6		1									5,94	-0,06
27	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	1601	ПП8_0кВ T1			1	0,2								0,39	-1,31
28	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	1602	ПП8_0кВ T2			1	0,2								0,39	-1,31
29	<input type="checkbox"/>	Нагр	1700	ПП22_6кВ	6		1									5,93	-0,07
30	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	1701	ПП22_0кВ T1			1	0,2								0,39	-1,00
31	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	1702	ПП22_0кВ T2			1	0,2								0,39	-1,00
32	<input type="checkbox"/>	Нагр	1800	ПП3_6кВ	6		1									5,93	-0,17
33	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	1801	ПП3_6кВ T1			1	0,3								0,39	-1,29
34	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	1802	ПП3_6кВ T2			1	0,3								0,39	-1,76
35	<input type="checkbox"/>	Нагр	1900	ПП2_6кВ	6		1									5,91	-0,11
36	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	1901	ПП2_0кВ T1			1	0,3								0,39	-1,69
37	<input type="checkbox"/>	Нагр	2000	ПП11_6кВ	6		1									5,93	-0,08
38	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	2001	ПП11_0кВ T1			1	0,2								0,39	-1,33
39	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	2002	ПП11_0кВ T2			1	0,2								0,39	-1,38
40	<input type="checkbox"/>	Нагр	2100	ПП30_6кВ	6		1									5,92	-0,09
41	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	2101	ПП30_0кВ T1			1	0,1								0,39	-0,70
42	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	2102	ПП30_0кВ T2			1	0,3								0,39	-1,66
43	<input type="checkbox"/>	Нагр	2200	ПП9_6кВ	6		1									5,91	-0,11
44	<input checked="" type="checkbox"/>	Нагр	2201	ПП9_0кВ T1			1	0,4								0,39	-2,98

Рисунок 2.6 – Данные электрической сети 6кВ

После введённых данных программа рассчитала, падения напряжения, это видно в графике которую, программа воссоздала, и с помощью вкладки градиенты, в цветете показала, падения напряжения.

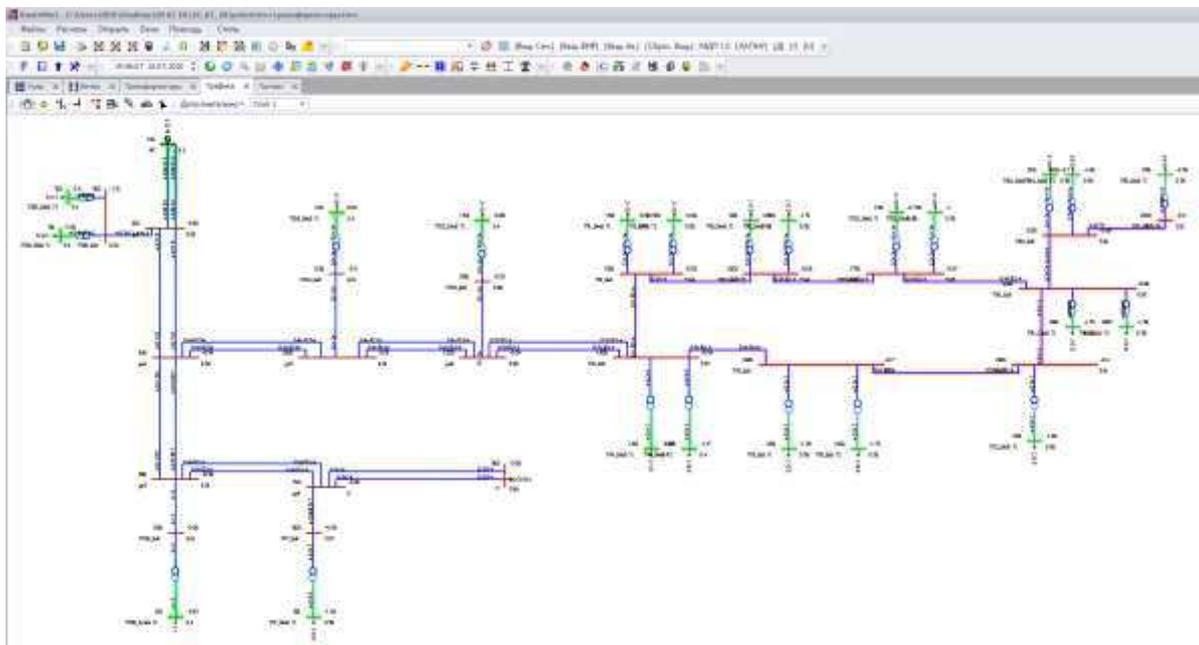


Рисунок 2.7 – Графика подстанции ПС35/6 кВ, Краснокаменская.

На графике видно, чем дальше от источника питания, тем больше падения напряжения, в виде обозначения красным цветом не более 10%. Зелёным цветом подсвечиваются трансформаторы, в которых напряжения превышает номинальное, не более 10%.

Далее во вкладке, потери можно, проанализировать полученные результаты, по потерям в трансформаторе, потери холостого хода, потери в линиях электропередач МВт.

№_линии	dP	dP_ПЭП	dP_Тр-р	Корона	lX_тр	dQ_ли-н	dQ	dQ_ПЭП	dQ_Тр-р	Q_Пн_ПЭП	Q_ХХ_тр	dQ_ли-н
1	5	0,14	0,08	0,03		0,02	0,38	0,12	0,09		0,17	

Рисунок 2.8 – Потери холостого хода, ЛЭП, в трансформаторе.

После расчёта потерь в сетях 6кВ, в программа RasterWin 3, необходимо проанализировать сети 0,4 кВ, для определения полной картины, технических потерь.

Для этого необходимо применить настоящие “ Методические рекомендации по определению потерь электрической энергии в городских электрических сетях напряжением 10(6)-0,4 кВ” (далее - Методика) предназначена для применения организациями системы жилищно-коммунального хозяйства, эксплуатирующими городские электрические сети напряжением 10(6)-0,4 кВ [33].

ТП 20	ток в фазах			средний ток I <sub>ср.</sub> , А	P <sub>н</sub> , кВт	Кн <sup>2</sup>	Кд.п.	R0/Rф	ΔU, В	ΔU, %	T, час	t, час	ΔW, кВт час	cos φ	W <sub>а</sub> , кВт час	ΔW, %
	I <sub>a</sub> , А	I <sub>b</sub> , А	I <sub>c</sub> , А													
Ю1	270,00	255,00	265,00	263,33	162,36	1,00	1,00	1,00	5,54	2,41	6700,00	3410,93	6723,90	0,90	352727,50	1,88
Ю2	250,00	253,00	235,00	246,00	151,68	1,00	1,00	1,00	7,91	3,44	6700,00	3410,93	8984,77	0,90	333760,50	2,69
Ю3	230,00	215,00	230,00	225,00	138,73	1,00	1,00	1,00	11,69	5,08	6700,00	3410,93	12140,53	0,90	305288,75	3,98
Ю4	220,00	230,00	210,00	220,00	135,65	1,00	1,00	1,00	16,33	7,10	6700,00	3410,93	16597,47	0,90	298485,00	5,56
<b>Итого по ТП</b>	<b>970,00</b>	<b>953,00</b>	<b>940,00</b>	<b>954,33</b>	<b>588,42</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>10,09</b>	<b>4,39</b>	<b>6700,00</b>	<b>3410,93</b>	<b>44446,67</b>	<b>0,90</b>	<b>1294791,75</b>	<b>3,43</b>
1,00																
ТП 7	ток в фазах			средний ток	P <sub>н</sub> , кВт	Кн <sup>2</sup>	Кд.п.	R0/Rф	ΔU, В	ΔU, %	T, час	t, час	ΔW, кВт час	cos φ	W <sub>а</sub> , кВт час	ΔW, %
I1 Набережная	150,00	155,00	135,00	146,67		1,00	1,01	1,00	10,02	4,41	6700,00	3410,93	6620,97	0,90	198990,00	3,33
I2 Звездная	150,00	155,00	120,00	141,67		1,01	1,03	1,00	8,15	3,59	6700,00	3410,93	5315,16	0,90	192206,25	2,77
I3 Строителей	150,00	120,00	130,00	133,33		1,01	1,02	1,00	21,25	9,36	6700,00	3410,93	12938,40	0,90	180900,00	7,15
<b>Итого по ТП</b>	<b>450,00</b>	<b>430,00</b>	<b>385,00</b>	<b>421,67</b>	<b>259,99</b>	<b>1,01</b>	<b>1,02</b>	<b>1,00</b>	<b>12,94</b>	<b>6,70</b>	<b>6700,00</b>	<b>3410,93</b>	<b>24874,52</b>	<b>0,90</b>	<b>572096,25</b>	<b>4,35</b>
ТП 28	ток в фазах			средний ток	P <sub>н</sub> , кВт	Кн <sup>2</sup>	Кд.п.	R0/Rф	ΔU, В	ΔU, %	T, час	t, час	ΔW, кВт час	cos φ	W <sub>а</sub> , кВт час	ΔW, %
Л	240,00	225,00	260,00	241,67	149,00	1,00	1,01	1,00	18,13	7,98	6700,00	3410,93	19744,38	0,90	327881,25	6,02
ТП 24	ток в фазах			средний ток	P <sub>н</sub> , кВт	Кн <sup>2</sup>	Кд.п.	R0/Rф	ΔU, В	ΔU, %	T, час	t, час	ΔW, кВт час	cos φ	W <sub>а</sub> , кВт час	ΔW, %
кольцевая	140,00	165,00	140,00	148,33	91,46	1,01	1,02	1,00	5,56	2,45	6700,00	3410,93	3745,01	0,90	201251,25	1,86
ТП 25	ток в фазах			средний ток	P <sub>н</sub> , кВт	Кн <sup>2</sup>	Кд.п.	R0/Rф	ΔU, В	ΔU, %	T, час	t, час	ΔW, кВт час	cos φ	W <sub>а</sub> , кВт час	ΔW, %
УЮТ	50,00	45,00	60,00	51,67		1,01	1,04	1,00	1,30	0,57	6700,00	3410,93	310,05	0,90	70098,75	0,44
Насос	200,00	150,00	160,00	170,00		1,02	1,04	1,00	1,79	0,79	6700,00	3410,93	1410,65	0,90	230647,50	0,61
стайки	10,00	15,00	25,00	16,67		1,14	1,35	1,00	0,66	0,29	6700,00	3410,93	66,35	0,90	22612,50	0,29
<b>Итого по ТП</b>	<b>260,00</b>	<b>210,00</b>	<b>245,00</b>	<b>238,33</b>	<b>146,95</b>	<b>1,02</b>	<b>1,06</b>	<b>1,00</b>	<b>1,60</b>	<b>0,70</b>	<b>6700,00</b>	<b>3410,93</b>	<b>1787,05</b>	<b>0,90</b>	<b>323358,75</b>	<b>0,55</b>
ТП 4	ток в фазах			средний ток	P <sub>н</sub> , кВт	Кн <sup>2</sup>	Кд.п.	R0/Rф	ΔU, В	ΔU, %	T, час	t, час	ΔW, кВт час	cos φ	W <sub>а</sub> , кВт час	ΔW, %
Д 2	230,00	230,00	215,00	225,00		1,00	1,00	1,00	1,17	0,52	6700,00	3410,93	1214,05	0,90	305288,75	0,40
Д 3	230,00	215,00	215,00	220,00		1,00	1,00	1,00	4,95	2,22	6700,00	3410,93	5030,25	0,90	298485,00	1,69
Д13	230,00	230,00	210,00	223,33		1,00	1,00	1,00	5,22	2,34	6700,00	3410,93	5393,27	0,90	303007,50	1,78
Д 14	210,00	225,00	215,00	216,67		1,00	1,00	1,00	5,37	2,41	6700,00	3410,93	5364,13	0,90	293962,50	1,82
Д 15	220,00	230,00	220,00	223,33		1,00	1,00	1,00	1,35	0,61	6700,00	3410,93	1393,60	0,90	303007,50	0,46
<b>Итого по ТП</b>	<b>1120,00</b>	<b>1130,00</b>	<b>1075,00</b>	<b>1108,33</b>	<b>683,37</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>3,59</b>	<b>1,61</b>	<b>6700,00</b>	<b>3410,93</b>	<b>18395,29</b>	<b>0,90</b>	<b>1503731,25</b>	<b>1,22</b>
ТП 1	ток в фазах			средний ток	P <sub>н</sub> , кВт	Кн <sup>2</sup>	Кд.п.	R0/Rф	ΔU, В	ΔU, %	T, час	t, час	ΔW, кВт час	cos φ	W <sub>а</sub> , кВт час	ΔW, %
Больница	320,00	330,00	325,00	325,00		1,00	1,00	1,00	27,46	11,94	6700,00	3410,93	41117,83	0,90	440943,75	9,32
Водобаи	50,00	50,00	65,00	55,00		1,02	1,04	1,00	1,77	0,77	6700,00	3410,93	466,48	0,90	74621,25	0,63
<b>Итого по ТП</b>	<b>370,00</b>	<b>380,00</b>	<b>390,00</b>	<b>380,00</b>	<b>234,30</b>	<b>1,00</b>	<b>1,01</b>	<b>1,00</b>	<b>23,75</b>	<b>10,32</b>	<b>6700,00</b>	<b>3410,93</b>	<b>41584,31</b>	<b>0,90</b>	<b>515565,00</b>	<b>8,07</b>
ТП 8	ток в фазах			средний ток	P <sub>н</sub> , кВт	Кн <sup>2</sup>	Кд.п.	R0/Rф	ΔU, В	ΔU, %	T, час	t, час	ΔW, кВт час	cos φ	W <sub>а</sub> , кВт час	ΔW, %
ул.Есенина	170,00	160,00	165,00	165,00		1,00	1,00	1,00	14,16	6,24	6700,00	3410,93	10454,24	0,90	223863,75	4,67
ул.Некрасова	175,00	150,00	165,00	163,33		1,00	1,01	1,00	11,59	5,11	6700,00	3410,93	8545,42	0,90	212602,50	3,86
ул.Маяковского	140,00	190,00	145,00	158,33		1,02	1,05	1,00	37,18	16,38	6700,00	3410,93	27627,40	0,90	214818,75	12,86
ул.Пушнина	155,00	140,00	120,00	138,33		1,01	1,03	1,00	29,21	12,75	6700,00	3410,93	18538,09	0,90	187693,75	9,88
<b>Итого по ТП</b>	<b>640,00</b>	<b>640,00</b>	<b>595,00</b>	<b>625,00</b>	<b>385,36</b>	<b>1,01</b>	<b>1,02</b>	<b>1,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>6700,00</b>	<b>3410,93</b>	<b>65165,14</b>	<b>0,90</b>	<b>847968,75</b>	<b>7,68</b>
ТП 22	ток в фазах			средний ток	P <sub>н</sub> , кВт	Кн <sup>2</sup>	Кд.п.	R0/Rф	ΔU, В	ΔU, %	T, час	t, час	ΔW, кВт час	cos φ	W <sub>а</sub> , кВт час	ΔW, %
Администрация	170,00	130,00	165,00	155,00		1,01	1,03	1,00	3,63	1,58	6700,00	3410,93	2674,21	0,90	210296,25	1,27
Гостиница	150,00	155,00	165,00	156,67		1,00	1,00	1,00	5,83	2,54	6700,00	3410,93	4219,05	0,90	212557,50	1,98
Дк	250,00	255,00	230,00	245,00		1,00	1,00	1,00	12,93	5,65	6700,00	3410,93	14660,28	0,90	332403,75	4,41
<b>Итого по ТП</b>	<b>570,00</b>	<b>540,00</b>	<b>560,00</b>	<b>556,67</b>	<b>343,23</b>	<b>1,00</b>	<b>1,01</b>	<b>1,00</b>	<b>8,34</b>	<b>3,64</b>	<b>6700,00</b>	<b>3410,93</b>	<b>21553,54</b>	<b>0,90</b>	<b>755257,50</b>	<b>2,85</b>
ТП 11	ток в фазах			средний ток	P <sub>н</sub> , кВт	Кн <sup>2</sup>	Кд.п.	R0/Rф	ΔU, В	ΔU, %	T, час	t, час	ΔW, кВт час	cos φ	W <sub>а</sub> , кВт час	ΔW, %
Школа	170,00	140,00	165,00	158,33		1,01	1,02	1,00	6,18	2,70	6700,00	3410,93	4579,73	0,90	214818,75	2,13
Д8	160,00	150,00	165,00	160,00		1,00	1,00	1,00	9,57	4,18	6700,00	3410,93	7061,27	0,90	217080,00	3,25
Д17	150,00	155,00	150,00	151,67		1,00	1,00	1,00	11,04	4,82	6700,00	3410,93	7716,30	0,90	205773,75	3,75
Д16	155,00	170,00	170,00	165,00		1,00	1,00	1,00	5,71	2,49	6700,00	3410,93	4355,30	0,90	223863,75	1,95
<b>Итого по ТП</b>	<b>635,00</b>	<b>620,00</b>	<b>650,00</b>	<b>635,00</b>	<b>391,52</b>	<b>0,74</b>	<b>0,46</b>	<b>0,74</b>	<b>8,07</b>	<b>3,52</b>	<b>6700,00</b>	<b>3410,93</b>	<b>19357,31</b>	<b>0,90</b>	<b>861536,25</b>	<b>2,25</b>
ТП 10	ток в фазах			средний ток	P <sub>н</sub> , кВт	Кн <sup>2</sup>	Кд.п.	R0/Rф	ΔU, В	ΔU, %	T, час	t, час	ΔW, кВт час	cos φ	W <sub>а</sub> , кВт час	ΔW, %
Д18	170,00	140,00	165,00	158,33		1,01	1,02	1,00	3,71	1,62	6700,00	3410,93	2747,84	0,90	214818,75	1,28
Д19	120,00	155,00	165,00	146,67		1,02	1,04	1,00	5,45	2,38	6700,00	3410,93	3842,38	0,90	198990,00	1,93
Д20	150,00	155,00	140,00	148,33		1,00	1,00	1,00	7,83	3,42	6700,00	3410,93	5371,52	0,90	201251,25	2,67
Д21	155,00	140,00	170,00	155,00		1,01	1,02	1,00	8,18	3,57	6700,00	3410,93	5930,55	0,90	210296,25	2,82
<b>Итого по ТП</b>	<b>595,00</b>	<b>590,00</b>	<b>640,00</b>	<b>608,33</b>	<b>375,08</b>	<b>0,75</b>	<b>0,47</b>	<b>0,75</b>	<b>6,27</b>	<b>2,74</b>	<b>6700,00</b>	<b>3410,93</b>	<b>11961,74</b>	<b>0,90</b>	<b>825356,25</b>	<b>1,45</b>
ТП 9	ток в фазах			средний ток	P <sub>н</sub> , кВт	Кн <sup>2</sup>	Кд.п.	R0/Rф	ΔU, В	ΔU, %	T, час	t, час	ΔW, кВт час	cos φ	W <sub>а</sub> , кВт час	ΔW, %
Д23	220,00	240,00	185,00	215,00		1,01	1,03	1,00	3,86	1,69	6700,00	3410,93	3929,55	0,90	291701,25	1,35
БПК	220,00	195,00	195,00	203,33		1,00	1,01	1,00	6,06	2,65	6700,00	3410,93	5722,33	0,90	275872,50	2,07
Пождепо	150,00	155,00	150,00	151,67		1,00	1,00	1,00	8,50	3,71	6700,00	3410,93	5938,59	0,90	208773,75	2,89
Д22	155,00	140,00	140,00	145,00		1,00	1,01	1,00	9,99	3,93	6700,00	3410,93	8039,59	0,90	198728,75	3,07
<b>Итого по ТП</b>	<b>745,00</b>	<b>730,00</b>	<b>670,00</b>	<b>715,00</b>	<b>440,85</b>	<b>0,80</b>	<b>0,56</b>	<b>0,80</b>	<b>6,51</b>	<b>2,84</b>	<b>6700,00</b>	<b>3410,93</b>	<b>21630,06</b>	<b>0,90</b>	<b>970076,25</b>	<b>2,23</b>
ТП 3	ток в фазах			средний ток	P <sub>н</sub> , кВт	Кн <sup>2</sup>	Кд.п.	R0/Rф	ΔU, В	ΔU, %						

При расчёте технических потерь в сетях 0,4 кВ, были получены расчёты потерь 2,66% от полезного отпуска электроэнергии. Далее необходимо сложить данные потерь сети 6 кВ и 0.4 кВ.

	сети	6кВ					
dPл, кВт	dPтн, кВт	dPхх, кВт	T, час	t, час	dWл, кВт час	dWтн, кВт час	dWхх, кВт час
80	30	20	6700,00	3410,93	272874,4	102327,9	175200
	кВт час	% от ОТП 04	% от ОТП 6				
dWл_6,	272874,4	1,18	1,15	Отпуск в 0,4 кВ		1,87E+07	
dWтн	102327,9	0,44	0,43	Отпуск в 6 кВ		1,91E+07	
dWхх	175200,0	0,76	0,74				
dW_04	294245,0	2,66	2,60				
dW_6кВ	550402,3	2,38	2,33				
% Потерь	844647,3	5,04	4,93				

Рисунок 3.0 – Сумма потерь 6(0.4)кВ.

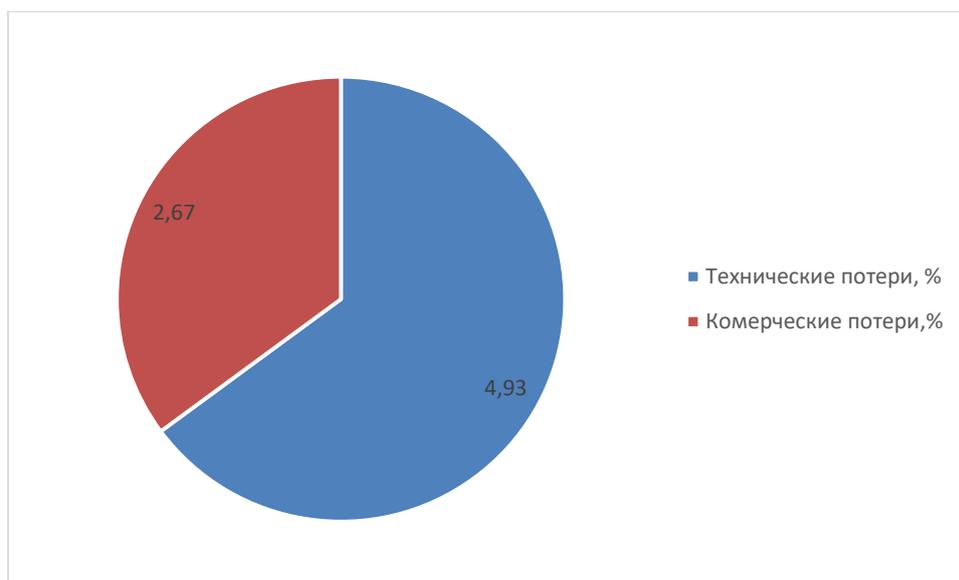


Рисунок 3.1 – Отношения полных потерь, %

Анализируя потери видно, что большую долю всех потерь приходится именно на технических потери, это связано с тем, что ПС 6(0.4)кВ Краснокаменская, имеет устаревшее оборудование, но при этом реконструкция

данной подстанции не предусмотрено, необходимо анализировать коммерческие потери, и предлагать пути решения по их снижению.

Проанализируем коммерческие потери электрической энергии относительно потребления (отпуска в сеть) электрической энергии в период с 2014-2018г.г. Приведем анализ коммерческих потерь электрической энергии участка.

Данные представлены в таблицах 2.2-2.6

Таблица 2.2 – Аналитические данные по фидерам Ф-17,Ф-26 участка за 2014 г.

Месяц	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери за отчётный период			
	Факт, тыс.кВт*ч	Факт, тыс.кВт*ч	План, тыс.кВт*ч	Факт, тыс.кВт*ч	план, %	факт, %
январь	2920967	2686938	232509,0	234029	7,96	8,0
февраль	2650541	2449292	204621,8	201249	7,72	7,6
март	2212964	1948626	165972,3	264338	7,50	11,9
апрель	1815242	1633162	128882,2	182080	7,10	10,0
май	1777703	1660825	108439,9	116878	6,10	6,6
июнь	1597628	1585378	15816,5	12250	0,99	0,8
июль	1677220	1657809	17443,1	19411	1,04	1,2
август	1657145	1553948	36457,2	103197	2,20	6,2
сентябрь	1631341	1508227	55302,5	123114	3,39	7,5
октябрь	2105110	1982235	115781,1	122875	5,50	5,8
ноябрь	2313801	2013198	162660,2	300603	7,03	13,0
декабрь	2846956	2455123	227756,5	391833	8,00	13,8

Оценивая соотношение нормативных (плановых) и реальных (фактических) потерь электроэнергии в 2014 году, видим, что значения фактических потерь превышают плановые данные, поэтому необходимо внедрение энергосберегающих мероприятий, которые помогут снизить значения реальных потерь.

Согласно данных таблицы 2.2 составим графики и диаграммы (рисунки 2.6-2.8)

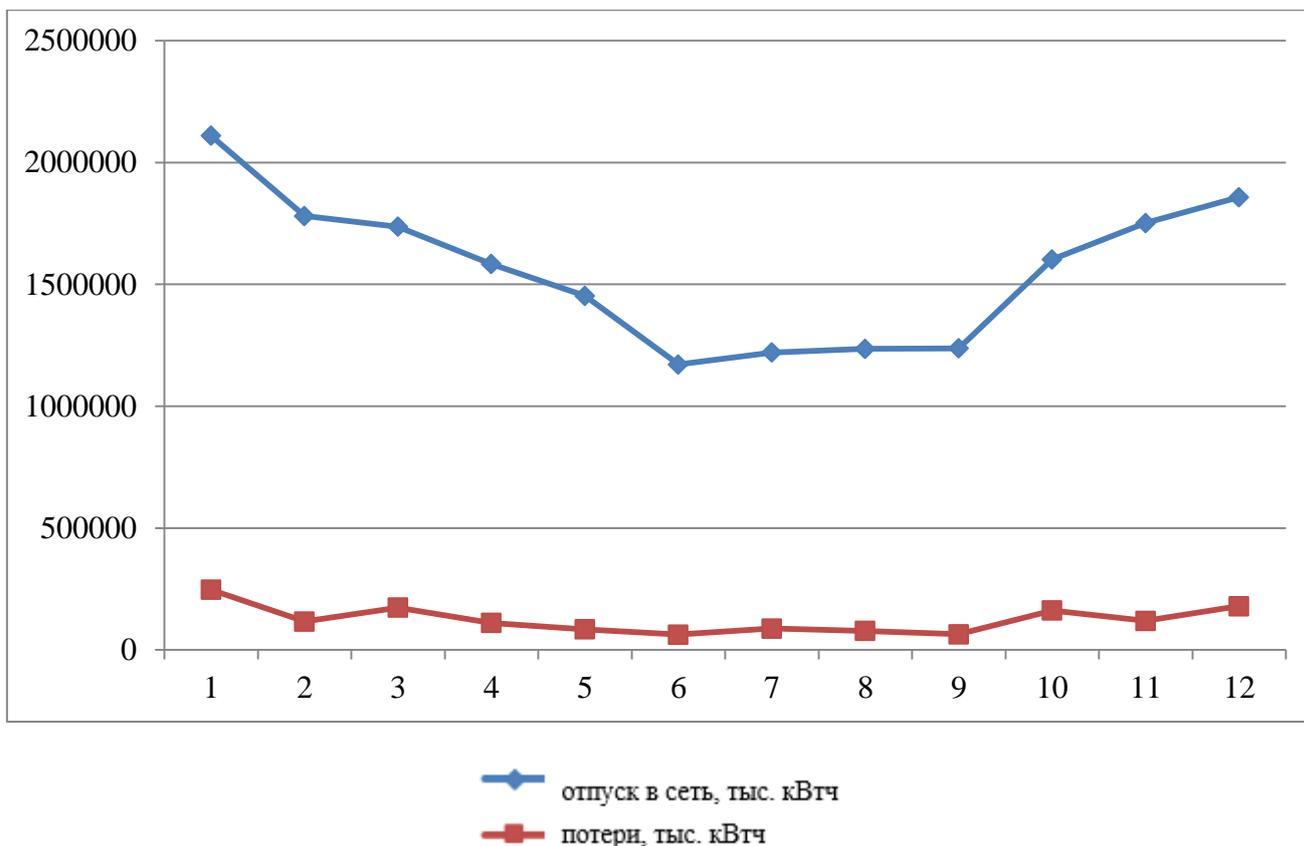


Рисунок 2.6 - Отпуск в сеть и потери за 2014 г.

Анализируя отпуск в сеть и потери (рисунок 2.6) видно, что потери не связаны с отпуском в сеть (потреблением) в период январь-декабрь, а периодическое падение потерь вызвано несвоевременным перечислением денежных средств государственными учреждениями (детский сад, больница, школа и т.п.) за потребленную электроэнергию или рядом других факторов, например, неоплатой потребленной электроэнергии или без учётом потреблением электроэнергии.

На рисунке 2.7 представлена диаграмма годовой структуры коммерческих потерь по кварталам за 2014 г.

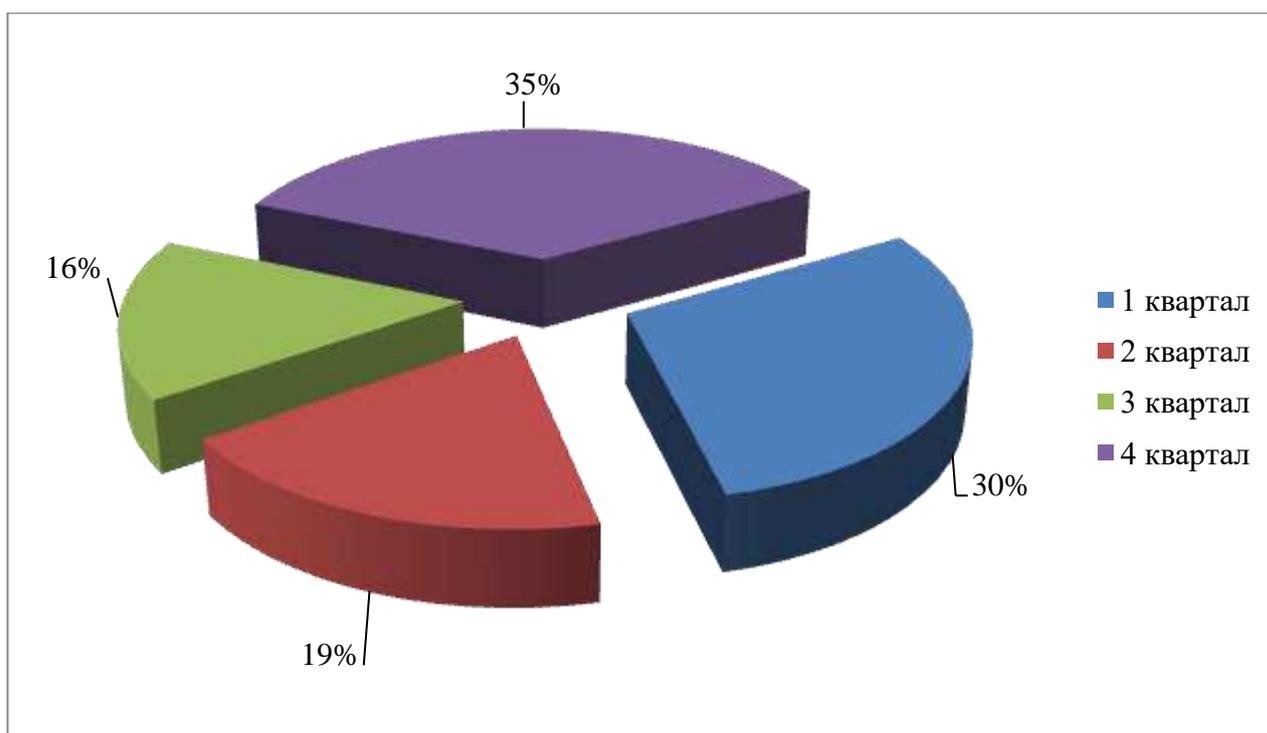


Рисунок 2.7 – Годовая структура потерь по кварталам за 2014 г.

Диаграмма показывает, что в 1-м и 4-м квартале коммерческие потери электрической энергии составляют 30% и 35% от годовых коммерческих потерь соответственно, что обусловлено большим потреблением электрической энергии за счет использования обогревательных приборов, короткой продолжительности дня и др., чем во 2-м и 3-м квартале 2014 года.

Динамика изменения коммерческих потерь электрической энергии напрямую связана с полезным отпускem электрической энергии.

На рисунке 2.8 представлена гистограмма соотношения отпуска в сеть, полезного отпуска и коммерческих потерь за 2014 г.

Из гистограммы, представленной на рисунке 2.8 видно, что в большинстве случаев фактические потери превышают нормативные потери, наименьшее отклонение в июне, оно составило 0,8%, максимальное отклонение в ноябре - 13%, но в соотношении с полезным отпускem электрической энергии в сеть значение потерь допустимо. Необходимо применение мер, способствующих снижению фактических потерь и доведению до значений, представленных в таблице 2.1 нормативных потерь.

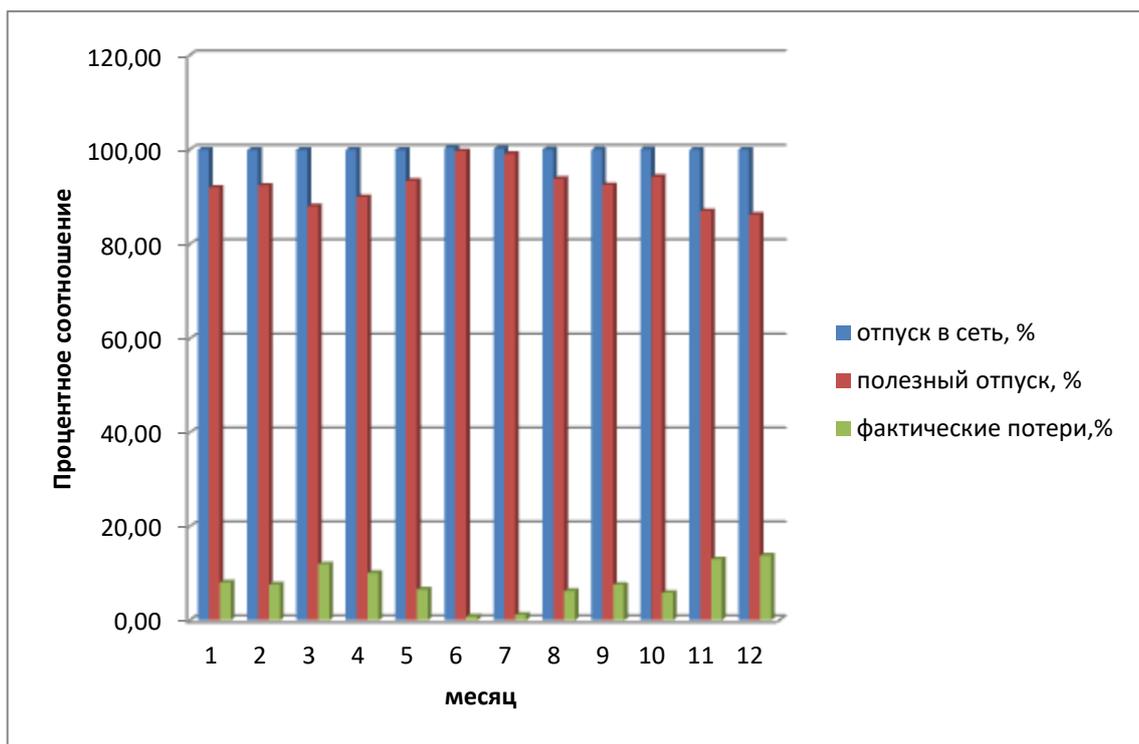


Рисунок 2.8 – Соотношение отпуска в сеть, полезного отпуска и фактических потерь 2014 г.

Оценивая соотношение нормативных (плановых) и реальных (фактических) потерь электроэнергии в 2015 году, видим, что значения фактических потерь не превышают нормативные данные или находятся на том же уровне, необходимо продолжать внедрение энергосберегающих мероприятий, которые помогут снизить значения реальных потерь.

В таблице 2.3 приведены результаты анализа. Согласно данным, представленным в таблице 2.3, составим графики и диаграммы.

Таблица 2.3 – Аналитические данные по фидерам Ф-17, Ф-26 участка за 2015 год

Месяц	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери за отчётный период			
	Факт,	Факт,	План, тыс.кВт*ч	Факт, тыс.кВт*ч	план, %	факт, %

	тыс.кВт*ч	тыс.кВт*ч				
январь	2658362	2539572	211605,6	118790	7,96	4,47
февраль	2366558	2251290	182698,3	115268	7,72	4,87
март	2263130	2031848	169734,8	231282	7,50	10,22
апрель	2021708	1914336	143541,3	107372	7,10	5,31
май	2025144	1852990	123533,8	172154	6,10	8,50
июнь	1551684	1512208	15361,7	39476	0,99	2,54
июль	1554629	1476112	16168,1	78517	1,04	5,05
август	1584326	1497938	34855,2	86388	2,20	5,45
сентябрь	1716655	1576592	58194,6	140063	3,39	8,16
октябрь	1992285	1815587	109575,7	176698	5,50	8,87
ноябрь	2053822	1846398	144383,7	207424	7,03	10,10
декабрь	2272284	1994511	181782,7	277773	8,00	12,22

На рисунке 2.9 представлен график соотношения отпуска в сеть и потерь за 2015 г.

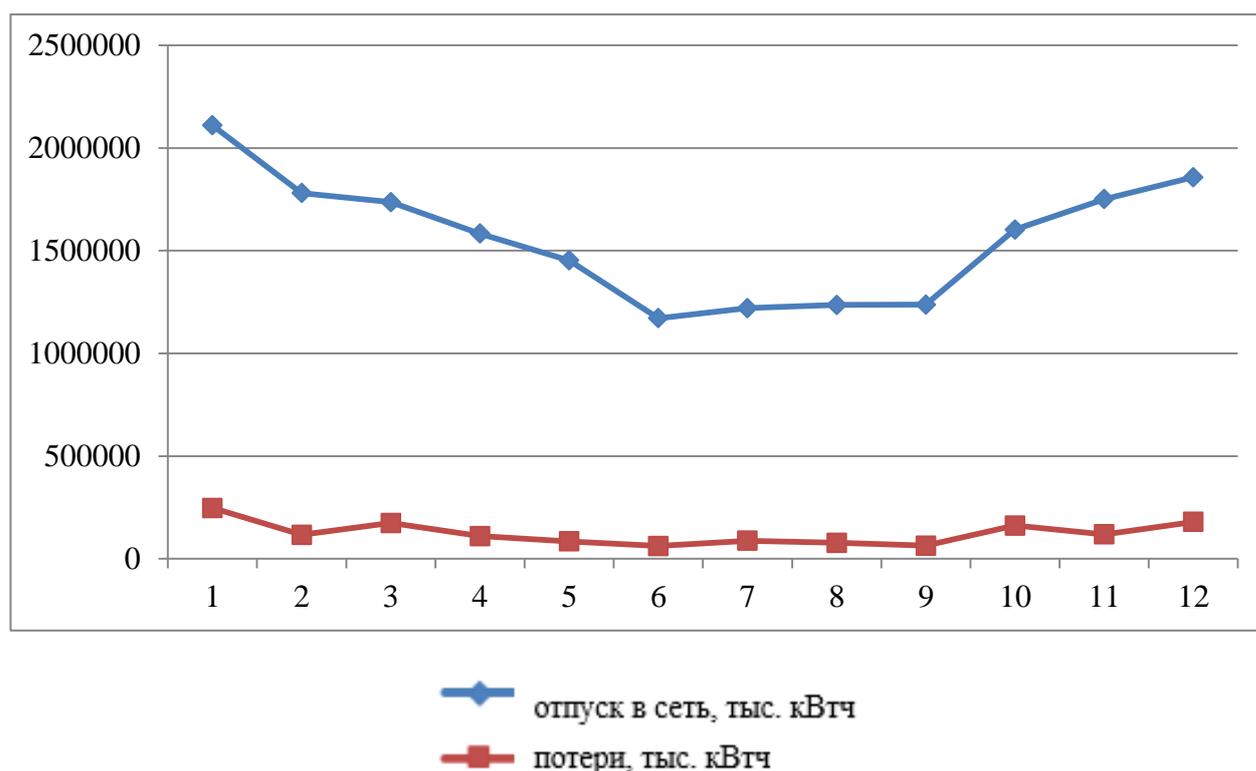


Рисунок 2.9 - Отпуск в сеть и потери за 2015 г.

Анализируя график, представленный на рисунке 2.9, можно сделать вывод, что коммерческие потери электрической энергии вызваны санкционированным отбором электроэнергии потребителями.

На рисунке 2.10 представлена диаграмма годовой структуры коммерческих потерь по кварталам за 2015 год.

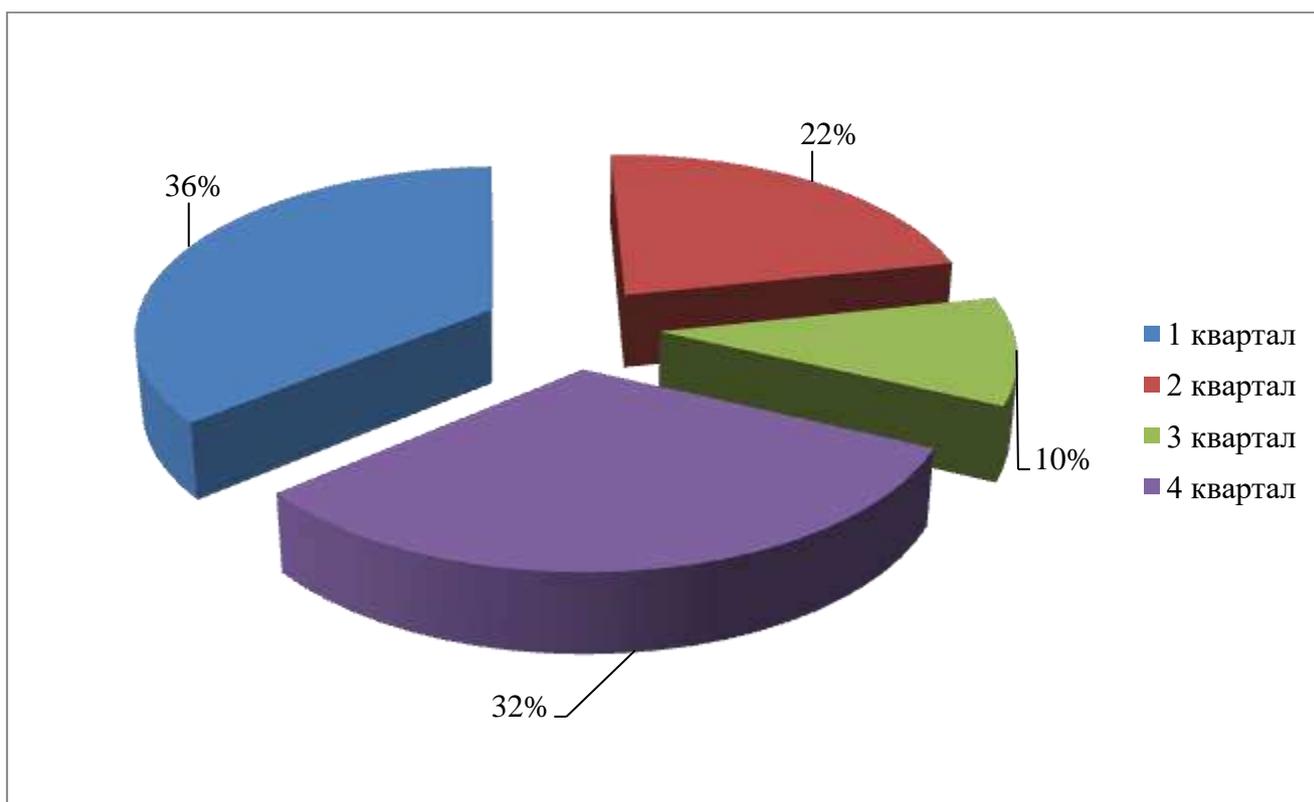


Рисунок 2.10 – Годовая структура коммерческих потерь по кварталам за 2015 г.

Из диаграммы рисунок 2.10 видно, что потери имеют определенную динамику.

Снижение потерь обусловлено меньшим потреблением электроэнергии в теплые времена года за счет большой продолжительности светового дня т.е. меньшим использованием осветительных установок.

Коммерческие потери в первом и четвертом квартале 2015 г. составляли 36% и 32 % соответственно. А во втором и третьем квартале потери заметно ниже и составляют 22% и 10 % соответственно.

На рисунке 2.11 представлена гистограмма соотношения отпуска в сеть, полезного отпуска и коммерческих потерь за 2015 г.

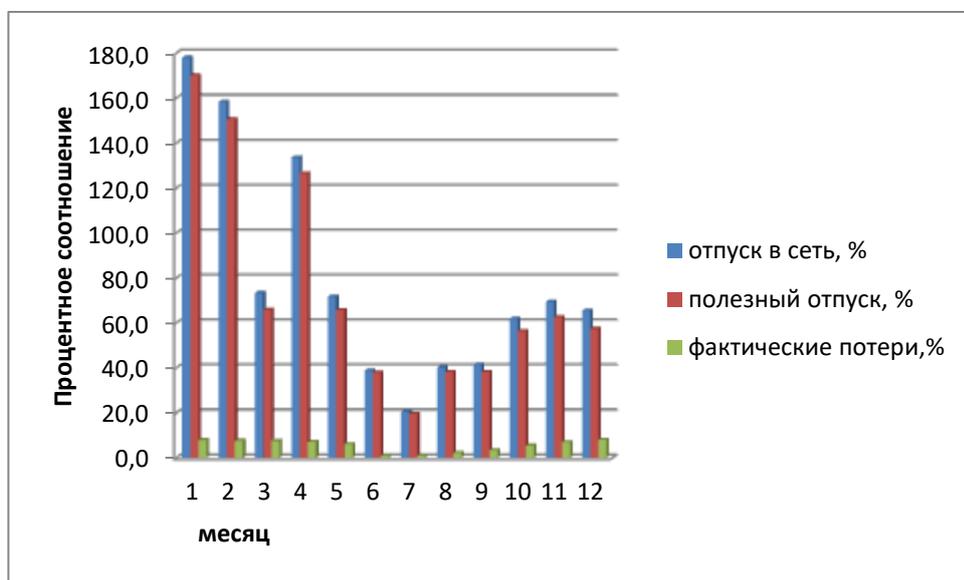


Рисунок 2.11 – Соотношение отпуска в сеть, полезного отпуска и технических потерь 2015 г.

Из графика, представленного на рисунке 2.11, видно, что на 2015 год ситуация улучшилась по сравнению с предыдущим годом, фактические потери электрической энергии практически не превышают нормативные, что говорит об успешном внедрении ряда энергоэффективных энергосберегающих мероприятий, способствующих снижению коммерческих потерь электрической энергии, подробно о данных мероприятия описано в практической части данной работы.

В таблице 2.4 приведены результаты анализа. Согласно данным, представленным в таблице 2.4, составим графики и диаграммы.

Таблица 2.4 – Аналитические данные по фидерам Ф-17, Ф-26 участка за 2016 г.

Месяц	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери за отчётный период			
	Факт, тыс.кВт*ч	Факт, тыс.кВт*ч	План, тыс.кВт*ч	Факт, тыс.кВт*ч	план, %	факт, %
январь	2256365	1982577	179606,654	273788	7,96	12,1
февраль	2059170	1891859	158967,924	167311	7,72	8,1
март	2005292	1751514	150396,9	253778	7,50	12,7
апрель	1800849	1683971	127860,279	116878	7,10	6,5
май	1682551	1520728	102635,611	161823	6,10	9,6
июнь	1364633	1291795	13509,8667	72838	0,99	5,3
июль	1337342	1344639	13908,3568	-7297	1,04	-0,5
август	1284537	1118711	28259,814	165826	2,20	12,9
сентябрь	1459364	1294698	49472,4396	164666	3,39	11,3
октябрь	1780422	1578960	97923,21	201462	5,50	11,3
ноябрь	1884703	1667630	132494,621	217073	7,03	11,5
декабрь	2084835	1838391	166786,8	246444	8,00	11,8

Оценивая соотношение плановых и фактических потерь электроэнергии в 2016 году, видим, что значения фактических потерь электроэнергии превышают, иногда не превышают плановые данные или находятся на том же уровне, поэтому необходимо внедрение энергосберегающих мероприятий, которые помогут снизить значения фактических коммерческих потерь электрической энергии.

Коммерческие потери электрической энергии складываются из без учётного потребления электроэнергии, погрешности учета электроэнергии, несвоевременности передачи показаний, хищения электроэнергии. На участке в 2016 году максимальное значение коммерческих потерь составило 12,9%.

На рисунке 2.12 представлен график соотношения отпуска в сеть и потерь за 2016 г.

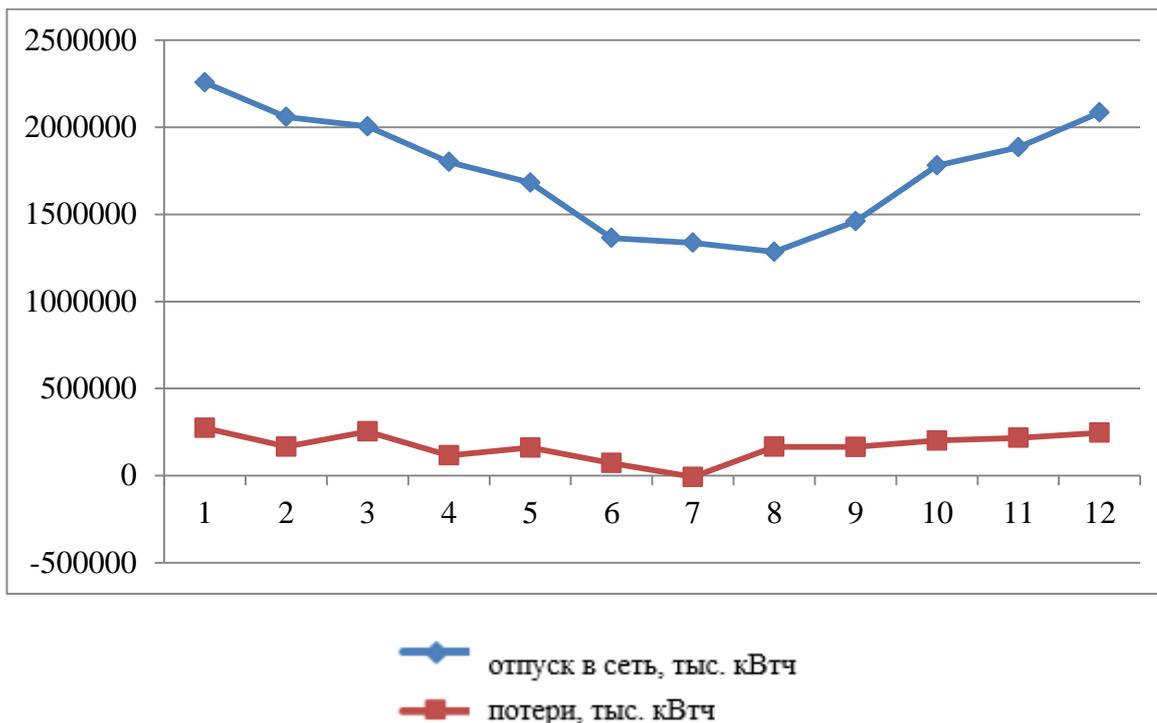


Рисунок 2.12 - Отпуск в сеть и потери за 2016 г.

На рисунке 2.13 представлена диаграмма годовой структуры коммерческих потерь по кварталам за 2016 год.

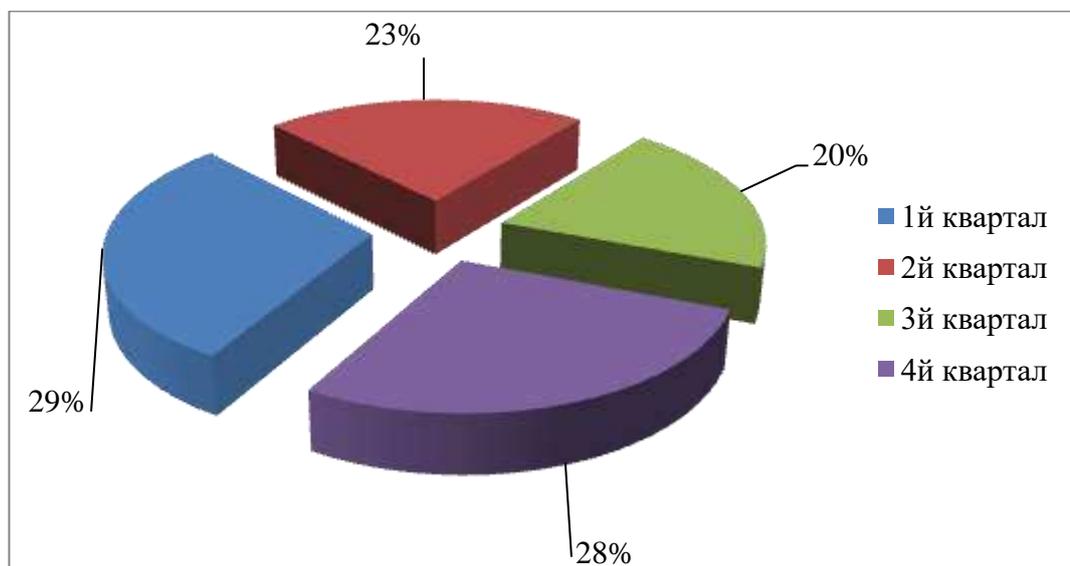


Рисунок 2.13 – Годовая структура потерь по кварталам за 2016 г.

Снижение отпуска электроэнергии в сеть и снижение коммерческих потерь электроэнергии обусловлено внедрением в бюджетных организациях

энергосберегающих мероприятий, повышающих энергоэффективность объектов, о которых расскажем в практической части работы.

На рисунке 2.14 представлена гистограмма соотношения отпуска в сеть, полезного отпуска и коммерческих потерь за 2016 г.

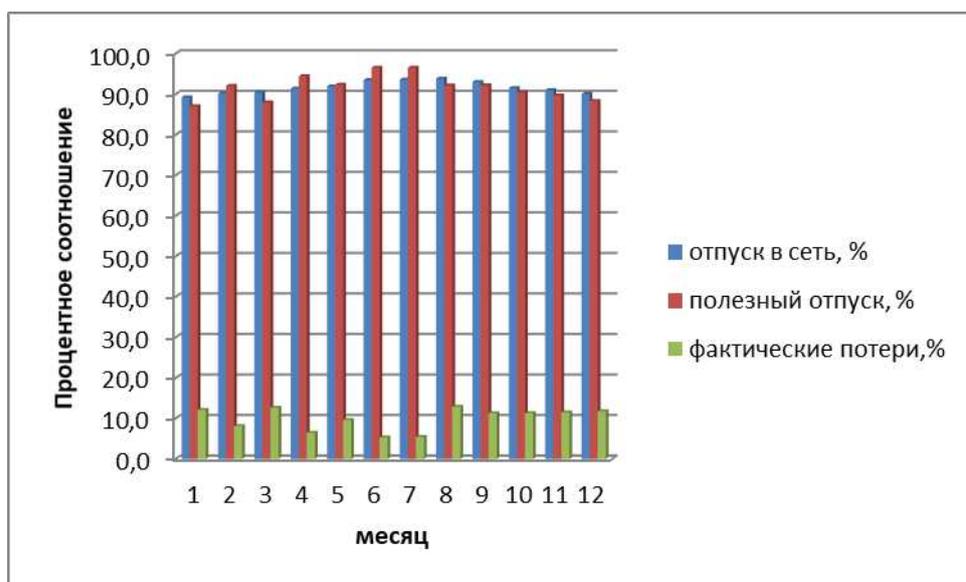


Рисунок 2.14 – Соотношение отпуска в сеть, полезного отпуска и фактических потерь 2016 г.

Таблица 2.5 – Аналитические данные по фидерам Ф-17, Ф-26 участка за 2017 г.

Месяц	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери за отчётный период			
	Факт, тыс.кВт*ч	Факт, тыс.кВт*ч	План, тыс.кВт*ч	Факт, тыс.кВт*ч	план, %	факт, %
январь	2658362	2539572	211605,6	118790	7,96	4,47
февраль	2366558	2251290	182698,3	115268	7,72	4,87
март	2263130	2031848	169734,8	231282	7,50	10,22
апрель	2021708	1914336	143541,3	107372	7,10	5,31
май	2025144	1852990	123533,8	172154	6,10	8,50
июнь	1551684	1512208	15361,7	39476	0,99	2,54
июль	1554629	1476112	16168,1	78517	1,04	5,05
август	1584326	1497938	34855,2	86388	2,20	5,45
сентябрь	1716655	1576592	58194,6	140063	3,39	8,16
октябрь	1992285	1815587	109575,7	176698	5,50	8,87

ноябрь	2053822	1846398	144383,7	207424	7,03	10,10
декабрь	2272284	1994511	181782,7	277773	8,00	12,22

Оценивая соотношение плановых и фактических потерь электроэнергии в 2017 году, видим, что значения фактических потерь превышают нормативные данные, поэтому необходимо внедрение энергосберегающих мероприятий, которые помогут снизить значения фактических потерь.

На рисунке 2.15 представлен график соотношения отпуска в сеть и потерь за 2017 г.

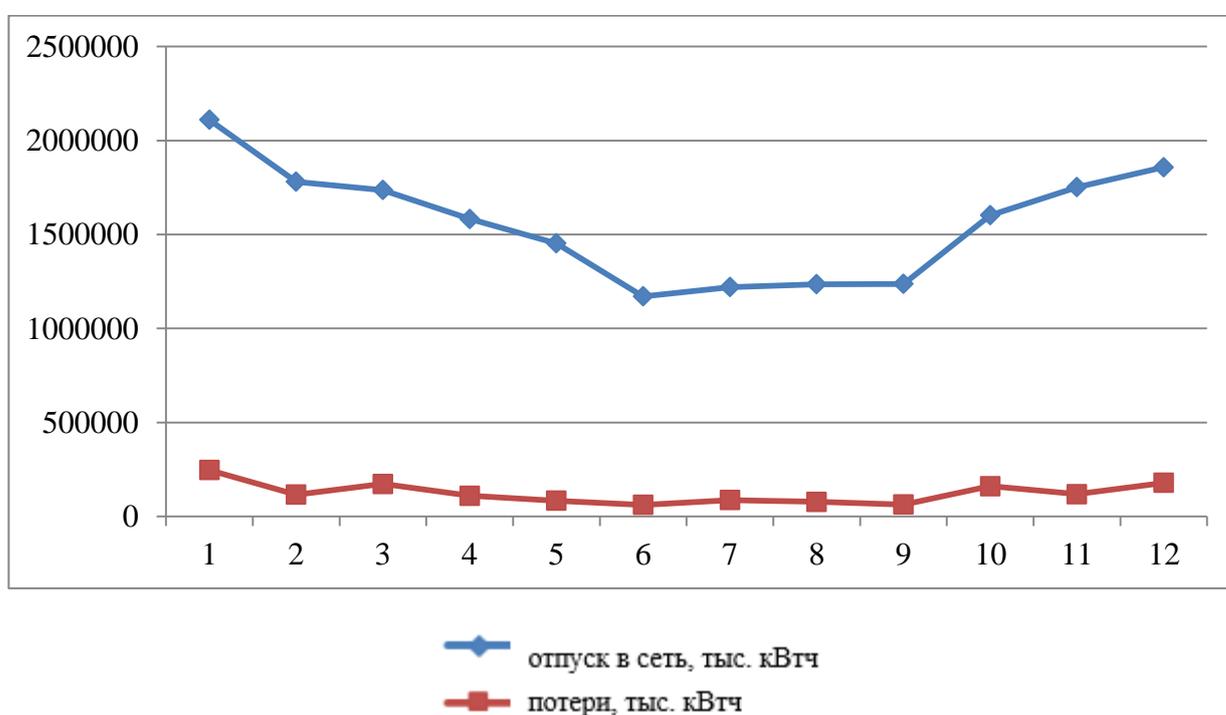


Рисунок 2.15 - Отпуск в сеть и потери за 2017 г.

Анализируя отпуск в сеть и потери, представленные на рисунке 2.15, видно, что потери не связаны с отпуском в сеть (потреблением).

На рисунке 2.16 представлена диаграмма годовой структуры коммерческих потерь по кварталам за 2017 год.

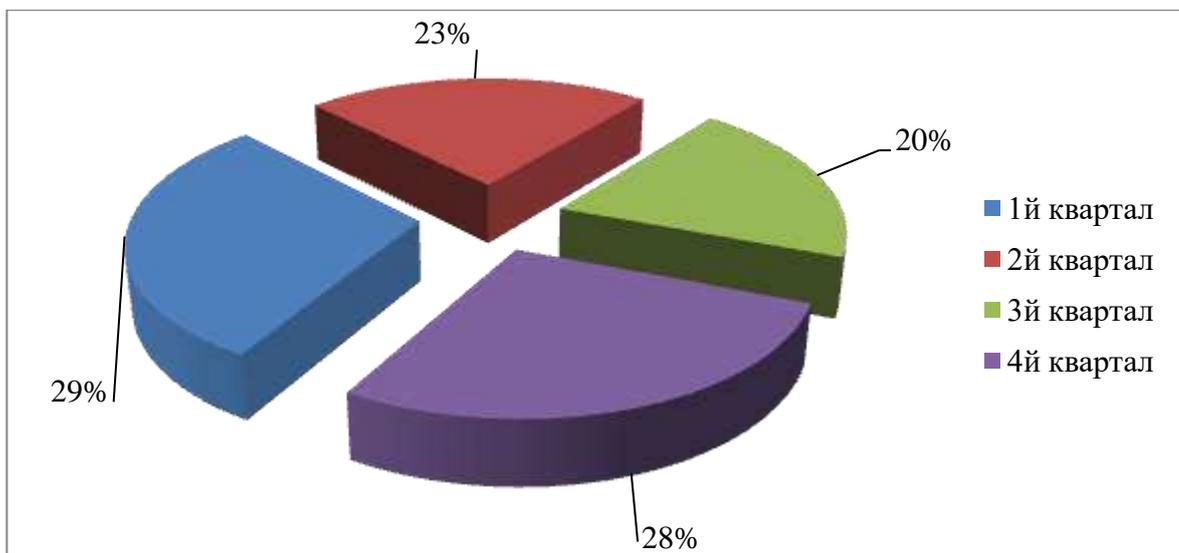


Рисунок 2.16 – Годовая структура потерь по кварталам за 2017 г.

Снижение отпуска электроэнергии в сеть и снижение коммерческих потерь обусловлено внедрением в бюджетных организациях энергосберегающих мероприятий, повышающих энергоэффективность объектов, о которых расскажем в практической части работы.

На рисунке 2.17 представлена гистограмма соотношения отпуска в сеть, полезного отпуска и коммерческих потерь за 2017 г.

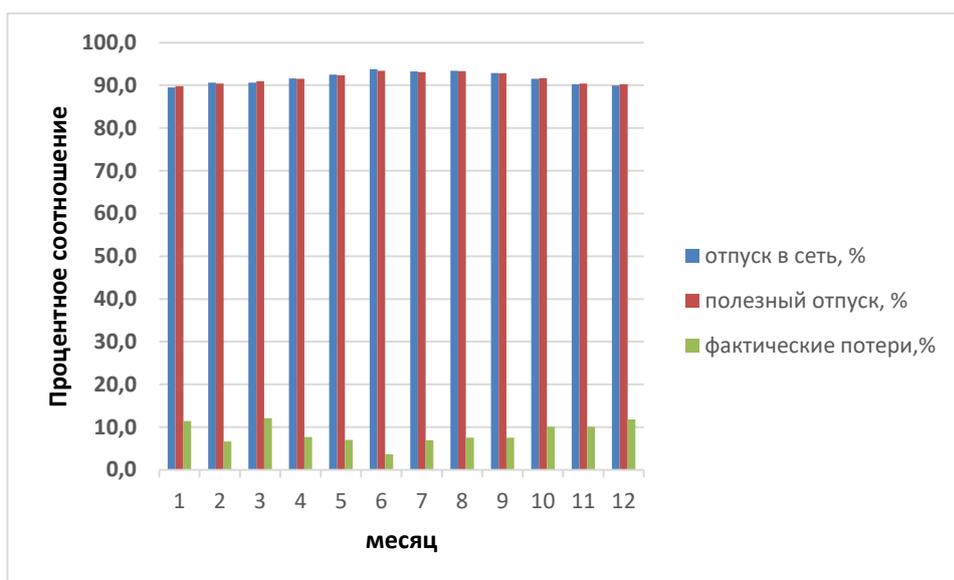


Рисунок 2.17 – Соотношение отпуска в сеть, полезного отпуска и фактических потерь 2017 г.

Анализируя гистограмму, представленную на рисунке 2.17, делаем вывод об ухудшении динамики снижения коммерческих потерь электрической энергии. Поэтому следует провести мониторинг, внедренных мероприятий и, проанализировав, предложить новые энергоэффективные мероприятия, о которых сказано в практической части работы.

Таблица 2.6 – Аналитические данные по фидерам Ф-17, Ф-26 участка за 2018 г.

Месяц	Отпуск в сеть	Полезный отпуск	Потери за отчётный период			
	Факт, тыс.кВт*ч	Факт, тыс.кВт*ч	План, тыс.кВт*ч	Факт, тыс.кВт*ч	план, %	факт, %
январь	2110061	1863082	167960,9	246979	7,96	11,7
февраль	1780722	1664418	137471,7	116304	7,72	6,5
март	1736481	1562755	130236,1	173726	7,50	10,0
апрель	1583092	1472477	112399,5	110615	7,10	7,0
май	1453016	1368384	88634,0	84632	6,10	5,8
июнь	1171073	1108502	11593,6	62571	0,99	5,3
июль	1220212	1132583	12690,2	87629	1,04	7,2
август	1235581	1157508	27182,8	78073	2,20	6,3
сентябрь	1237353	1173366	41946,3	63987	3,39	5,2
октябрь	1602575	1441001	88141,6	161574	5,50	10,1
ноябрь	1751396	1632356	123123,1	119040	7,03	6,8
декабрь	1857574	1678191	148605,9	179383	8,00	9,7

Оценивая соотношение плановых и фактических коммерческих потерь электроэнергии в 2018 году, видим, что значения фактических коммерческих потерь электроэнергии в ряде случаев не превышают плановые данные, а в ряде случаев превышают, можно сделать вывод, что внедренные на данный момент энергосберегающие мероприятия работают и, что бы поддерживать сложившуюся динамику снижения коммерческих потерь электрической энергии, необходимо продолжать внедрение энергосберегающих мероприятий, которые помогут снижать значения фактических коммерческих потерь электрической энергии.

На рисунке 2.18 представлен график соотношения отпуска в сеть и потерь за 2018 г.

Отпуск электроэнергии в сеть с 2014-2018 гг. снизился, что, несомненно, привело к снижению коммерческих потерь электрической энергии к 2018 году.

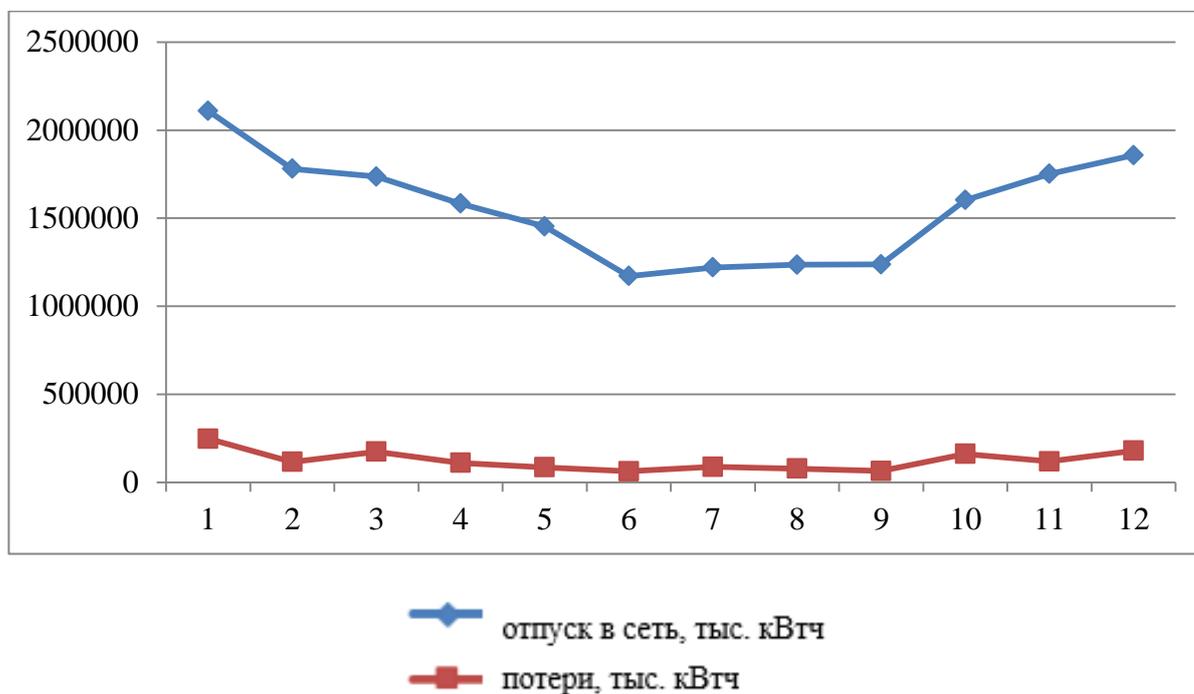


Рисунок 2.18 - Отпуск в сеть и потери за 2018 г.

На рисунке 2.19 представлена диаграмма годовой структуры коммерческих потерь по кварталам за 2018 год.

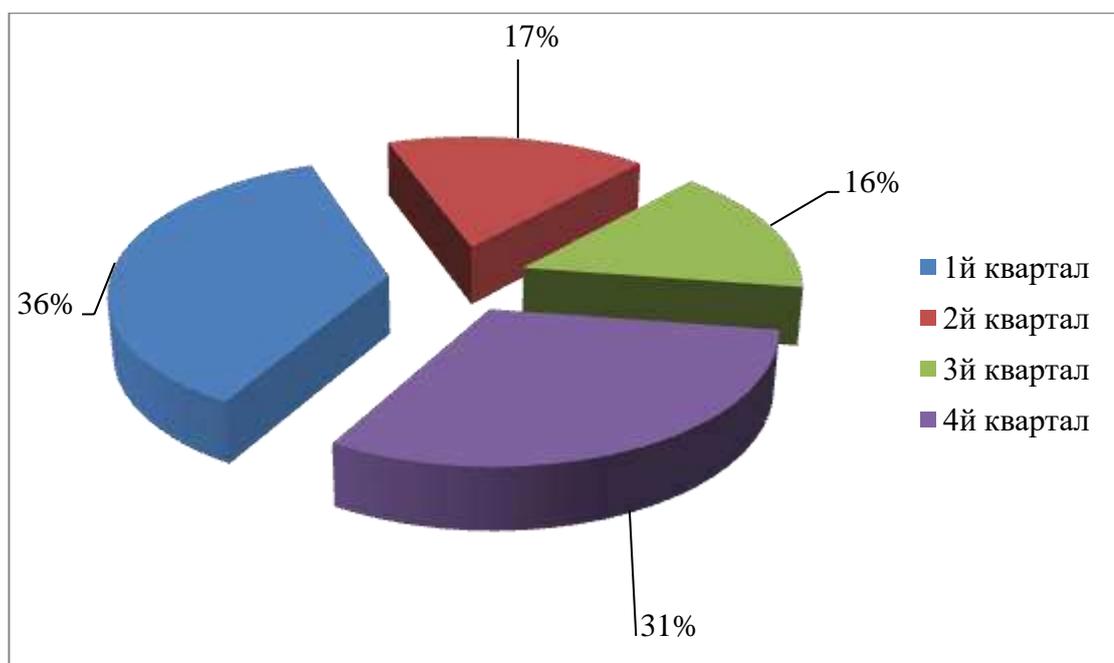


Рисунок 2.19 – Годовая структура потерь по кварталам за 2018г.

Из диаграммы видно, что коммерческие потери электрической энергии имеют определенную динамику.

Снижение обусловлено меньшим потреблением электроэнергии в теплые времена года за счет большой продолжительности светового дня т.е. меньшим использованием осветительных установок.

Коммерческие потери электрической энергии в первом и четвертом квартале 2018 г. составляли 36% и 31 % соответственно. А во втором и третьем квартале потери заметно ниже и составляют 17% и 16 % соответственно.

На рисунке 2.20 представлена гистограмма соотношения отпуска в сеть, полезного отпуска и коммерческих потерь за 2018 г.

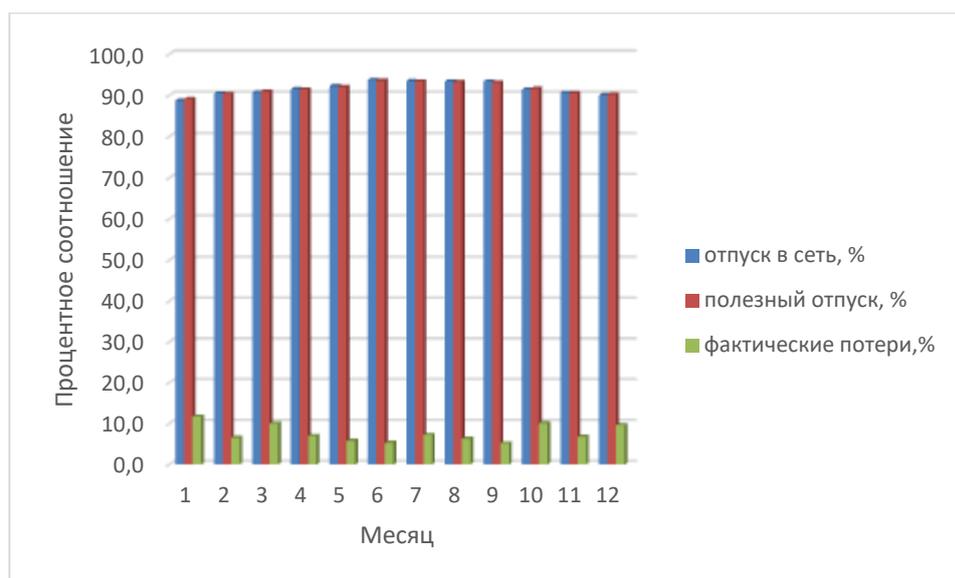


Рисунок 2.20 – Соотношение отпуска в сеть, полезного отпуска и фактических потерь 2018 г.

Из гистограммы, рисунок 2.20 видно, что коммерческие потери электроэнергии в некоторые месяцы 2018 года составили фактическое значение или ниже нормативных заявленных величин коммерческих потерь электроэнергии. Несомненно, это положительная динамика, которая обусловлена рядом факторов, таких как внедрение АИИС КУЭ, перечисление денежных средств бюджетными организациями, мониторинг сетей прибором «АИСТ» и т.п.

Так же гистограммы видно, что в большинстве фактические потери электроэнергии превышают плановые и нормативные - это говорит о том, что предстоит ещё «большая» работа по снижению фактических показателей коммерческих потерь. А в феврале, апреле, мае, ноябре фактические потери электроэнергии не превысили плановые, что уже можно считать положительной динамикой. Данная динамика так же прослеживается в представленных графиках за период с 2017-2014г.г.

Проанализировав отпуск в сеть и коммерческие потери по годам начиная с 2014г. по 2018 г., необходимо свести результирующие значения показателей в один график за пять исследуемых лет.

Максимальное значение коммерческих потерь наблюдалось в 2016 году и составляло 9,4 %, то есть большую часть от отпуска электроэнергии в сеть. В 2017 и 2018 годах наблюдаем снижение коммерческих потерь и естественное повышение полезного отпуска в сеть, поскольку данные показатели, жестко связаны между собой.

Как видно из рисунка 2.22, в период с 2015г.-2016г. фактические потери электрической энергии возрастали, фактические потери электрической энергии стали падать, коммерческие потери снизились до нормативного значения 5,83 в 2015 году, затем наблюдался скачок потерь, увеличение на 40 % в 2016 году и снова тенденция снижения коммерческих потерь – на 12% в 2017 году и на 14% в 2018 году. На сегодняшний день, чтобы достичь нормативного значения коммерческих потерь, необходимо внедрение энергосберегающих мероприятий, которые подробно описаны в практической части данной работы.

Результатом анализа и исследований является то, что, внедряемые энергосберегающие мероприятия положительно влияют на динамику снижения коммерческих потерь электрической энергии.

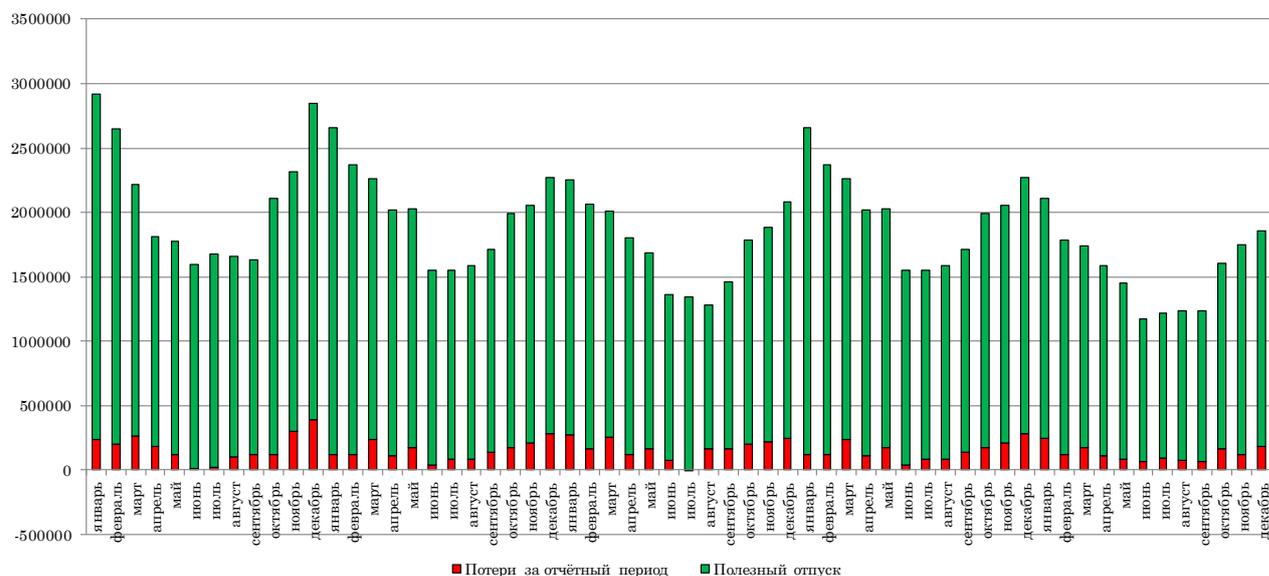


Рисунок 2.22 – Отношения полезного отпуска к потерям за отчётный период времени 2014-2018 г

### **3 Практическая часть. Мероприятия по снижению коммерческих потерь в распределительных электрических сетях Краснокаменского участка Минусинского филиала АО «КрасЭЖо»**

Рассмотрим ряд мероприятий по снижению потерь в сетях участка.

#### **3.1 Технические мероприятия по снижению коммерческих потерь участка**

##### **3.1.1 Применение светодиодных ламп**

Светодиодные лампы – это замена на более устаревший лампе накаливания.

Светодиодные энергосберегающие лампы хорошо продемонстрировали свои технические характеристики, высокую надежность, отсутствие вредных излучений для здоровья человека, значительную насыщенность и чистоту цвета. Их применяют внутри помещений, улицах.

Применение современных диодных LED ламп потребителями электроэнергии для освещения жилых помещений и освещения улиц посёлка Краснокаменск послужат одним из энергосберегающих мероприятий для снижения коммерческих потерь.

##### **3.1.2 Установка современных приборов учета электрической энергии**

Для осуществления оптимального определения нагрузкой потребителя, необходимо внедрение автоматизированных систем, что позволит быстро анализировать и контролировать режим потребления электроэнергии. Для использования автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), поставщикам и потребителям электроэнергии будет проще, форматировать и собирать информацию и данные по

энергообъектам. Возможность передавать данные на верхние уровни управления, а так же на их основе формировать данные, с целью проведения расчётов

В частном секторе поселка Краснокаменск устанавливают современные выносные приборы учета типа Меркурий 230 ART-01 PQRSIN 5(60)A/400В и Энергомера СЕ 301 5(60)A/400В которые расположены либо на фасаде дома либо на близ стоящей опоре (рисунок 3.1). В результате установки прибора учета таким способом, у потребителя отсутствуют скрытые участки подвода провода, что исключает несанкционированное подключение потребителя электроэнергии.



Рисунок 3.1 - Меркурий 230 ART-01 PQRSIN 5(60)A/400В



Рисунок 3.2 – Энергомера CE 301 5(60)A/400В

### **3.2.3 Использование приборов, распознающих хищение электрической энергии**

Новая техника помогает бороться с хищениями электроэнергии

На вооружение инспекторов и контролеров Краснокаменского участка поступили новые приборы, которые позволят более эффективно бороться с хищениями электроэнергии.

Для предотвращения использования без учётного использования электросетей не посредственно в жилых дома, организациях, существует сканер “Поиск” – он способен под слоем стройматериалов видеть проложенную в обход счётчика проводку. Он способен кабель обнаружить на расстоянии до одного метра. Независимо, как сильно будет спрятан кабель с несанкционированным подключение, прибор “сканер” его обнаружит/

Индикатор “ПОИСК” ЭИ3007М предназначен для поиска скрытых под слоем штукатурки, деревянными панелями токовых цепей (фазного провода) 220В переменного тока частотой 50Гц в жилых домах и других коммунально-бытовых зданиях и сооружениях.



Рисунок 3.2 - Индикатор “ПОИСК” ЭИ3007М

Характеристики:

Индикатор ЭИ3007М обеспечивает обнаружение провода под напряжением, расположенного на расстоянии до 0,9м.

Точность обнаружения -  $\pm 2,5$ см, а нахождение провода отмечается световым и звуковым сигналом. В схему встроен полосовой фильтр 45-65Гц, обеспечивающий более верное нахождение сокрытого провода. В качестве источника электропитания для индикатора ЭИ3007М используется элемент питания “Крона”.

- условия эксплуатации ЭИ3007М:
- температура от  $-10^{\circ}\text{C}$  до  $+45^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха 80% при  $+25^{\circ}\text{C}$ .
- габаритные размеры -  $200 \times 45 \times 20$ мм, масса 0,15кг.

Не нуждается в обязательной сертификации, как другие услуги или работы, в отношении которых обязана быть обязательная сертификация, которая введена постановлением Госстандарта РФ от 30.07.2002г. №64.).

Другое устройство, индикатор тока “Аист”, используется специалистами из Краснокаменского участка почти год и хорошо себя зарекомендовало. Это позволяет инспектору, даже не входя в помещение, определять текущую нагрузку на электрические входы. Радиус «Аиста» составляет 7,5 метра над землей.

«Аисты» незаменимы при проверке энергопотребления частных домов, коттеджей и других объектов, подключенных непосредственно к воздушным линиям электропередач.

Для сотрудников Краснокаменского участка, 60 процентов абонентов которого живут в частном секторе, такие приборы – отличное подспорье в работе.

К тем потребителям, у кого все в порядке с учетом, попасть можно легко, они люди доброжелательные. А вот те, кто производят хищения или у них что-то не так с учетом, пытаются инспекторов не допускать. Поэтому порой возникают недоразумения, инциденты. Были случаи физического насилия, угроз с применением оружия. Благодаря же индикаторам сетевого тока «Аист», сотрудники энергокомпании несмотря на всевозможные препятствия, методично продолжают выявлять факты без учётного пользования электроэнергией.

Только с начала года сотрудники участка с помощью этих приборов выявили 12 факторов без учётного пользования электроэнергией на общую сумму около 92 тысяч рублей.

Ещё одним энергосберегающим мероприятием стало использование прибора «АИСТ». Сотрудниками Краснокаменского участка Минусинского филиала АО «КрасЭКо» составлен график выполнения периодических замеров автономным индикатором сетевого тока «АИСТ» ЭИ3008М (рисунок 3.3). Автономный сетевой индикатор тока «АИСТ» ЕИ3008М используется для определения текущей токовой нагрузки на электрических вводах переменного тока 220–380 В с частотой 50 Гц в отдельных жилых зданиях без размыкания токовых цепей. Сравнение значений тока в фазном и нейтральном проводах на входе, определенных с помощью индикатора, позволяет сделать вывод о возможной краже электроэнергии на объекте или о любой неисправности в электрических цепях. Для кабеля: текущее значение, когда кабель покрыт магнитной цепью, указывает на степень кражи, нет тока - нет кражи.



Рисунок 3.3- Автономный индикатор сетевого тока “АИСТ” ЭИ3008М

Снижение коммерческих потерь так же обусловлено рядом других энергосберегающих мероприятий.

### **3.3 Пути снижения потерь**

#### **3.3.1 Первый способ борьбы с потерями - замена отслужившей линии на более современную**

Следующий способ - это применение СИП, который отлично зарекомендовал себя, более высокая стоимость не является большим недостатком, так как в эксплуатационных так технических характеристиках, СИП зарекомендовал с наилучшей стороны. Наличие изоляции позволяет значительно снизить риски возникновения коротких замыканий. Один из важных факторов, СИП исключает незаконные «набросы» что исключает возможность незаконного подключения, за счёт подключения к чужому источнику. Примерные цены на СИП можно посмотреть [здесь](#) . Двухпроводный СИП провод стоит от 52 руб. за погонный метр.

#### **3.3.2 Второй способ – борьба с хищениями электроэнергии**

Самый эффективный способ борьбы с коммерческими потерями, это вынос счётчика из здания, на фасады для просмотра счётчика с улицы, либо вынос его на столб, в специальном ящике. В этом ящике располагается вводный автомат с противопожарным устройством и разрядником защиты перенапряжения.

Выносом электрических счетчиков потребителей на опоры и подключив их к АИИС КУЭ мы исключим воровство электроэнергии, сведя коммерческие потери менее 5% (потери в проводе). Просчитаем затраты на установку электросчетчиков и время окупаемости.

На Краснокаменском участке в рамках энергосберегающих мероприятий приняли решение об установке 128 современных электронных счетчиков марки Меркурий 230 ART-01 PQRSIN 5(60)A/400В по улицам общей протяженностью 3200 метров:

- ул. Есенина;
- ул. Некрасова;
- ул. Маяковского;
- ул. Пушкина;
- ул. Строителей;
- ул. Зеленая;
- ул. Набережная

Для организации данного мероприятия понадобятся материалы, представленные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Спецификация материалов

№ п.п	Наименование	Цена за ед., руб.	Единицы изм.	Количество	Сумма, руб.
1	2	3	4	5	6
1	Энергомера СЕ 301 5(60)A/400В [14]	2663	шт	30	79890
2	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN 5(60)A/400В	4180	шт	100	418000
3	Щит учета металлический герметичный ЩУг-3 [13]	1630	шт	130	211900
4	Автомат ВА04-35	161	шт	260	41860

5	Крюк GHSO-16 [12]	824	шт	130	107120
6	Зажим анкерный SO 157.1[11]	274	шт	260	71240
7	Провод СИП 4x16	52	м	3300	174900
Итого					1104910

На заработную плату рабочим примем 40% от суммы на материалы, тогда:

$$C_p = C_m \cdot 0,4, \quad (3.1)$$

где  $C_p$ - заработная плата рабочим, руб;

$C_m$ -стоимость материалов, руб.

$$C_p = 1104910 \cdot 0,4 = 441964 \text{ руб.}$$

Общая сумма затрат на установку эл. счетчиков составит:

$$C_{\text{общ}} = C_p + C_m, \quad (3.2)$$

где  $C_{\text{общ}}$ -общая сумма затрат, руб.

$$C_{\text{общ}} = 1104910 + 441964 = 1546874 \text{ руб.}$$

Расчет окупаемости затрат

Посчитаем сумму потерь:

$$\Delta C = \Delta W_{\text{н.с.о.}} \cdot C; \quad (3.3)$$

где  $C$ - цена одного кВт·ч.  $C = 2,05$  руб.

$$\Delta C = 294245 \cdot 2,05 = 603202 \text{ руб.}$$

Найдем срок окупаемости:

$$T = C_{\text{общ}} / \Delta C. \quad (2.6)$$

$$T = 1546874 / 603202 = 2,56 \approx 3 \text{ года.}$$

Срок окупаемости данных затрат на реконструкцию составляет примерно чуть меньшем чем за 3 года.

### 3.3.3 Третий способ борьбы с потерями

Третий способ основан на симметрии нагрузки в трёхфазной системе, это необходимо для того, что снизить ток, а при снижении тока снижаются потери

в линии. Также используется нейтральный провод используется для выравнивания фазных напряжений на клеммах нагрузки. В этом случае, падения напряжения на нагрузке остаются равными фазным напряжениям генератора.

Если необходимо снизить потери электроэнергии, то сначала нужно провести аудит исследуемых электросетей. Аудит могут провести специализированные фирмы. А затем по результатам анализа прибегнуть к тем или иным способам борьбы с потерями электроэнергии.

Вывод:

Потери в сетях 0,4 кВ по фидерам Ф-17 и Ф-26 Краснокаменского участка Минусинского филиала АО «КрасЭЖо» вызваны:

1) воровством электроэнергии (на фасад зданий выведено примерно 5% счетчиков, а на опоры 3%)

2) не достаточное количество ТП 6/0,4 кВ (средняя длина линии 0,4 кВ более 1 км, при ТП 6/0,4 кВ – 17 шт., длина линий 0,4 кВ: фидер Ф-17 - 6 км, фидер Ф-26 – 4,5 км)

3) существующие распределительные сети (РС) Краснокаменского участка на сегодняшний день устарели, поскольку нагрузка за последние годы возросла в несколько раз по сравнению с периодом строительства и ввода в эксплуатацию существующих РС участка. Увеличившаяся нагрузка приводит к нагреву провода, срабатыванию коммутационно-защитных аппаратов и т.п.

РС участка в большинстве выполнены проводом марки А-35 мм<sup>2</sup>, что морально устарело и требует замены на современный СИП.

Если не производить реконструкцию сетей 6/04 кВ, технических потерь по фидерам Ф-17, Ф-26 снизить не удастся.

В распределительных сетях значение ущерба, обусловленное наличием потерь напряжения, составляют сотни тысяч рублей в год. Это указывает на необходимость и целесообразность реконструкции системы электроснабжения и пересмотра имеющей системы, в пользу цифровизации.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В результате выполнения выпускной квалификационной работы получили результаты анализа коммерческих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях Краснокаменского участка Минусинского филиала АО «КрасЭКо» по фидеру Ф-17 и фидеру Ф-26 ПС 35/6 кВ «Краснокаменская» и представили перспективные пути снижения потерь.

По итогам выполнения данной бакалаврской работы можно сделать следующие основные выводы: Полностью избавиться от потерь не возможно, во основном это касается технических потерь, но свести потери к определённом минимуму возможно, для этого были проанализированы

данные и составлены комплексные мероприятия по их внедрению, тем самым мы уменьшим потери и доведём их до планового значения.

Исследования имеют практическую значимость, подтвержденную письмом заказом от организации и справкой о результатах внедрения решений, разработанных в выпускной квалификационной работе (ВКР). Полученные результаты нашли отражение, в докладных и аналитических записках, а также включены на рассмотрение при передачи исследуемых сетей на баланс в ПАО «МРСК Сибири».

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1 Воротницкий, В.Э. Структура коммерческих потерь электроэнергии и мероприятия по их снижению.

2 Воротницкий, В.Э. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в городских электрических сетях / В.Э. Воротницкий, Я.Т. Загорский, В.Н. Апрыткин // Электрические станции, 2012. – №5. – С.9 – 13.

3 Методические указания по определению потерь электроэнергии и их снижению в городских электрических сетях напряжением 10 (6) – 0,4 кВ Местных советов. - М.: ОНТИ АКХ, 1981.

4 Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 326 "Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.

5 Воротницкий В.Э. Структура коммерческих потерь электроэнергии и мероприятия по их снижению Москва: 2011 2с.

6 Элчиева М.С. Мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях / Элчиева М.С. Карыбекова Б.К. – Ош: Ошский технологический университет имени М.М.Адышева 2017.

7 Апраткин В.Н. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинин В. Н. Апраткин, – Москва: 2000 10с.

8 Ю.С.Железко И 34-70-028-86 Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений / Всесоюзным научно-исследовательским институтом электроэнергетики / В.Э.Воротницкий, Ю.С.Железко (ВНИИЭ), В.М.Максимов (ГТУ) – Москва 2018 20с.

9 Ю.С.Железко И 34-70-028-86 Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений / Всесоюзным научно-исследовательским институтом электроэнергетики / В.Э.Воротницкий, Ю.С.Железко (ВНИИЭ), В.М.Максимов (ГТУ) – Москва 2018 15с.

10 Фурсанов М. И.ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТЕЙ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ РАСЧЕТОВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6–20 КВ / Москва: 2017 34с

11 Электронный ресурс: <https://market.yandex.ru/product--zazhim-dlia-natiazheniia-kabelia-trosa-ekf-so-157/665125373?hid=16214219&lr=1095&nid=83215&text=зажим%20анкерный%20so%20157.1&lr=1095&wprid=1595236460171273-305921839797826486900303-production-app-host-vla-web-yp-125&clid=836>

- 12 Электронный ресурс: <https://www.etm.ru/cat/nn/9787489/>
- 13 Электронный ресурс: [http://cable-spark.ru/products/schit-uchetno-raspredelitednyj-germetichnyj-schug-3?\\_openstat=bWFya2V0LnlhbmRleC5ydTlQvQmtGA0LfQvNC4INCp0LjRgiDRg9GH0ZHRgtC90L4t0YDQsNGB0L\\_RgNC10LTQtdC70LjRgtC10LTRjNC90YvQuSDQs9C10YDQvNC10YLQuNGH0L3Ri9C5INCp0KPQsy0zO0tlSW9rdUNyNUhYZmJkdmVCS1M5eWc7&ymlid=15952418127262184624200001](http://cable-spark.ru/products/schit-uchetno-raspredelitednyj-germetichnyj-schug-3?_openstat=bWFya2V0LnlhbmRleC5ydTlQvQmtGA0LfQvNC4INCp0LjRgiDRg9GH0ZHRgtC90L4t0YDQsNGB0L_RgNC10LTQtdC70LjRgtC10LTRjNC90YvQuSDQs9C10YDQvNC10YLQuNGH0L3Ri9C5INCp0KPQsy0zO0tlSW9rdUNyNUhYZmJkdmVCS1M5eWc7&ymlid=15952418127262184624200001)
- 14 Электронный ресурс: <https://dialin.ru/catalog/trekhfaznye-mnogotarifnye-schetchiki-energomera/elektroschetchik-energomera-ce301-r33-145-jaz-5-60-a-400v-trekhfaznyu-mnogotarifnyu/?r1=yandext&r2=&frommarket=https%3A%2F%2Fmarket.yandex.ru&ymlid=15952421505948576411400001>
- 15 Электронный ресурс:  
[https://smekm.ru/schetchiki\\_yelektroyenergii/schetchik\\_merkuriy\\_230\\_art\\_01\\_cn](https://smekm.ru/schetchiki_yelektroyenergii/schetchik_merkuriy_230_art_01_cn)

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

Отпечатано в   1   экземпляре.

Библиография   33   наименования.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

«      » \_\_\_\_\_  
(дата)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

Д.И.Инютин  
(ФИО)

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

« 23 »                      07                      2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Анализ потерь электрической энергии по фидерам Ф-17, Ф-26 ПС 35/6 кВ  
«Краснокаменская» Минусинского филиала АО «КрасЭКО»

тема

Руководитель

Колов                      23.07.20  
подпись, дата

доц. каф. ЭЭ, к. т. н.  
должность, ученая степень

А.В. Коловский  
инициалы, фамилия

Выпускник

Инютин                      23.07.2020  
подпись, дата

Д.И. Инютин  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Кычакова                      23.07.20.  
подпись, дата

И.А.Кычакова  
инициалы, фамилия