

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

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

Электроэнергетика  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедры  
\_\_\_\_\_ Г.Н.Чистяков  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

Оценка структуры коммерческих потерь электроэнергии с учетом планового  
уровня нормативных потерь электроэнергии «Черногорский РЭС»  
(наименование темы)

Руководитель \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г. доцент каф. ЭЭ,к.э.н      Н.В.Дулесова  
подпись,      дата      должность, ученая степень      инициалы , фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г      Е.Н.Шадрина  
подпись      дата      инициалы , фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г      А.В.Коловский  
подпись, дата      инициалы, фамилия

Абакан 2017

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

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

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

Студенту Шадриной Екатерине Николаевне  
(фамилия, имя, отчество)

Группа 3ХЭн-12-02 (3-12) Направление (специальность) 13.03.02  
номер код

«Электроэнергетика и электротехника»

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Оценка структуры коммерческих потерь электроэнергии с учетом планового уровня нормативных потерь электроэнергии «Черногорский РЭС»

Утверждена приказом по университету № 145 от 28.02.2016.

Руководитель ВКР Дулесова Н.В., к.э.н. доцент кафедры «Электроэнергетика»

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР схемы районных электрических сетей, показания приборов учета электроэнергии, данные о нормативе потерь электроэнергии

Перечень разделов ВКР:

Введение

1 Теоретическая часть

- 1.1 Основные понятия и определения в области потерь электроэнергии
- 1.2 Структура коммерческих потерь электроэнергии
- 1.3 Нормирование потерь электроэнергии
- 1.4 Способы хищения электроэнергии

2 Аналитическая часть

- 2.1 Характеристика предприятия
- 2.2 Анализ потерь электроэнергии за 2012г
- 2.3 Анализ потерь электроэнергии за 2013г
- 2.4 Анализ потерь электроэнергии за 2014г
- 2.5 Анализ потерь электроэнергии за три года

3 Практическая часть

- 3.1 Пути снижения коммерческих потерь электроэнергии

Заключение

Список используемых источников

Перечень графического материала:

1. Структура потерь электроэнергии
2. Поопорная схема ф.5 от ТП-15-609-02
3. Поопорная схема ф.2 от ТП -1018-264
4. Поопорная схема ф. 2 от ТП 64-18-243/400

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_   
подпись

/Н.В. Дулесова  
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_   
подпись

/Е.Н. Шадрина  
инициалы, фамилия

20.02.2017г.

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа на тему «Оценка структуры коммерческих потерь электроэнергии с учетом планового уровня нормативных потерь электроэнергии Черногорский РЭС» содержит 52 страницы текстового документа, 25 использованных источников, 4 листа графического материала.

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ СЕТИ.**

Актуальность выбранной темы состоит в том, что, анализ коммерческих потерь электроэнергии в районных электрических сетях, востребован и имеет высокую практическую значимость, поскольку вопрос энергосбережения и энергоэффективности в настоящий момент очень важен.

Объектом исследования являются: Черногорские районные электрические сети.

Предметом исследования являются: способы оценки и анализа коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях, а также мероприятия по их снижению.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является оценка структуры коммерческих потерь электроэнергии в районных электрических сетях с учетом планового уровня нормативных потерь и пути их снижения.

В течение работы над выпускной квалификационной работой были получены следующие результаты:

- представлены теоретические обоснования оценки коммерческих потерь электроэнергии;
- сформированы исходные данные показаний приборов учета (АСКУЭ) в районных электрических сетях;
- представлены схемы исследуемой сети для выполнения анализа потерь;
- дана оценка коммерческих потерь электроэнергии с учетом планового уровня нормативов;
- предложены пути и мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии.

Практическая значимость исследования обусловлена тем, что теоретические и практические рекомендации могут быть использованы специалистами Черногорских РЭС.

## THE ABSTRACT

Baccalaureate work on the subject "Assessment of Structure of Commercial Losses of the Electric Power taking into account the Planned Level of Standard Losses of the Electric Power Chernogorsk RES" contains 52 pages of the text document, 25 used sources, 4 sheets of graphic material.

**ELECTRIC POWER, ENERGY SAVING, COMMERCIAL LOSSES, ENERGY EFFICIENCY, RATIONING OF LOSSES OF NETWORK.**

Relevance of the chosen subject consists that, the analysis of commercial losses of the electric power in regional electric networks, is demanded and has the high practical importance as the question of energy saving and energy efficiency is at the moment very important.

Object of a research are: Chernogorsk regional electric networks.

Object of research are: ways of an assessment and the analysis of commercial losses of the electric power in electric networks, and also actions for their decrease.

The purpose of performance of final qualification work is the assessment of structure of commercial losses of the electric power in regional electric networks taking into account the planned level of standard losses and a way of their decrease.

During work on final qualification work the following results have been received:

- theoretical justifications of an assessment of commercial losses of the electric power are presented;

- basic data of indications of metering devices (ASKUE) in regional electric networks are created;

- schemes of the studied network for implementation of the analysis of losses are submitted;

- an assessment of commercial losses of the electric power taking into account the planned level of standards is given;

- ways and actions for decrease in commercial losses of the electric power are offered.

The practical importance of a research is caused by the fact that theoretical and practical recommendations can be used by experts of Chernogorsk regional electric networks.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Теоретическая часть.....	7
1.1 Основные понятия и определения в области потерь электроэнергии.....	8
1.2 Структура коммерческих потерь электроэнергии.....	9
1.2.1 Потери при выставлении счетов.....	11
1.2.2 Потери из-за несоответствия дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом.....	11
1.2.3 Потери из-за расчетов потребленной электроэнергии на основе договоров безучетного электропотребления.....	12
1.2.4 Потери из-за ограничения потребляемой мощности.....	12
1.2.5 Потери при востребовании оплаты за потребленную электроэнергию.....	12
1.2.6 Потери от хищений электроэнергии.....	14
1.2.7 Потери из-за нарушения качества электроэнергии.....	15
1.3 Нормирование потерь электроэнергии.....	15
1.3.1 Понятие норматива потерь. Методы установления нормативов на практике.....	16
1.3.2 Нормативные характеристики потерь.....	18
1.4 Способы хищения электроэнергии.....	18
2 Аналитическая часть.....	22
2.1 Характеристика предприятия.....	22
2.2 Анализ потерь электроэнергии за 2012г.....	27
2.3 Анализ потерь электроэнергии за 2013г.....	31
2.4 Анализ потерь электроэнергии за 2014г.....	34
2.5 Анализ потерь электроэнергии за 2015г.....	37
2.6 Оценка потерь электроэнергии за рассматриваемый период.....	40
3 Практическая часть.....	42

3.1 Пути снижения коммерческих потерь электроэнергии.....	42
3.1.1 Ф.5 от ТП-15-609-02.....	42
3.1.2 Ф.2 от ТП -1018-264.....	45
3.1.3 Ф 2 от ТП 64-18-243/400.....	47
3.2 Результат мероприятий по снижению потерь электроэнергии.....	49
Заключение.....	51
Список используемых источников.....	52

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность выбранной темы состоит в том, что, анализ коммерческих потерь электроэнергии в районных электрических сетях, востребован и имеет высокую практическую значимость, поскольку вопрос энергосбережения и энергоэффективности в настоящий момент очень важен.

Объектом исследования являются: Черногорские районные электрические сети.

Предметом исследования являются: способы оценки и анализа коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях, а также мероприятия по их снижению.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является оценка структуры коммерческих потерь электроэнергии в районных электрических сетях с учетом планового уровня нормативных потерь и пути их снижения.

В течение работы над выпускной квалификационной работой были получены следующие результаты:

- представлены теоретические обоснования оценки коммерческих потерь электроэнергии;
- сформированы исходные данные показаний приборов учета (АСКУЭ) в районных электрических сетях;
- представлены схемы исследуемой сети для выполнения анализа потерь;
- дана оценка коммерческих потерь электроэнергии с учетом планового уровня нормативов;
- предложены пути и мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии.

Практическая значимость исследования обусловлена тем, что теоретические и практические рекомендации могут быть использованы специалистами Черногорских РЭС.

## 1 Теоретическая часть

В настоящее время почти повсеместно наблюдается рост абсолютных и относительных потерь электрической энергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций. В отдельных Публичных акционерных обществах (ПАО) - энерго относительные потери составляют 15-20%, а в некоторых МГЭС (муниципальных городских электрических сетей) и МРЭС 35-40%.[4]

По оценкам зарубежных экспертов [1], максимально допустимые общие потери электроэнергии в электрических сетях не должны превышать 10 % (в том числе нетехническая составляющая, включающая и потери от задержки оплаты, которая в передовых энергокомпаниях составляет не более 1,5 - 2 %).

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

В связи со сложностью расчета потерь и наличием существенных погрешностей, в последнее время особое внимание уделяется разработке методик нормирования потерь электроэнергии.

Методология определения нормативов потерь еще не установилась. Не определены даже принципы нормирования. Мнения о подходе к нормированию лежат в широком диапазоне - от желания иметь установленный твердый норматив в виде процента потерь до контроля за "нормальными" потерями с помощью постоянно проводимых расчетов по

схемам сетей с использованием соответствующего программного обеспечения.

По полученным нормам потерь электроэнергии устанавливаются тарифы на электроэнергию. Регулирование тарифов возлагается на государственные регулирующие органы ФЭК и РЭК (федеральные и региональные энергетические комиссии). Энергоснабжающие организации должны обосновывать уровень потерь электроэнергии, который они считают целесообразным включить в тариф, а энергетические комиссии - анализировать эти обоснования и принимать или корректировать их [3].

### **1.1 Основные понятия и определения в области потерь электроэнергии**

Прежде чем рассматривать задачи управления уровнем потерь электроэнергии в электрических сетях, приведем термины и определения, используемые в настоящее время при определении и анализе потерь электроэнергии.

*Фактические (отчетные) потери электроэнергии* – разность между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной из сети, определяемая по данным системы учета электроэнергии.

*Технические потери* – сумма составляющих потерь, а именно потерь в линиях и оборудовании электрических сетей: зависящих от нагрузки электрической сети (*нагрузочные потери*); зависящих от состава включенного оборудования (*условно-постоянные потери*); зависящих от погодных условий.

*Коммерческие потери* – потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию и другими причинами в сфере контроля потребления энергии.

*Анализ потерь электроэнергии* – оценка приемлемости уровня потерь с экономической точки зрения, выявление причин превышения допустимых не

балансов электроэнергии на объекте в целом и в его частях, выявление территориальных зон, групп элементов и отдельных элементов с повышенными потерями (очагов потерь), определение количественного влияния на отчетные потери и их структурные составляющие параметров, характеризующих режимы передачи электроэнергии.

*Мероприятие по снижению потерь электроэнергии* – мероприятие, проведение которого экономически оправданно за счет экономии электроэнергии.

## **1.2 Структура коммерческих потерь электроэнергии**

Коммерческие потери электроэнергии  $\Delta W_K$ , обусловлены хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих:

$$\Delta W_K = \Delta W_{\text{Отч}} - \Delta W_T - \Delta W_{\text{СН}} - \Delta W_{\text{Изм}} \quad (1.1)$$

Три первые составляющие структуры потерь обусловлены технологическими потребностями процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учета ее поступления и отпуска. Сумма этих составляющих хорошо описывается термином технологические потери. Четвертая составляющая коммерческие потери представляет собой воздействие "человеческого фактора" и включает в себя все его проявления: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами с помощью изменения показаний счетчиков, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и т.п.

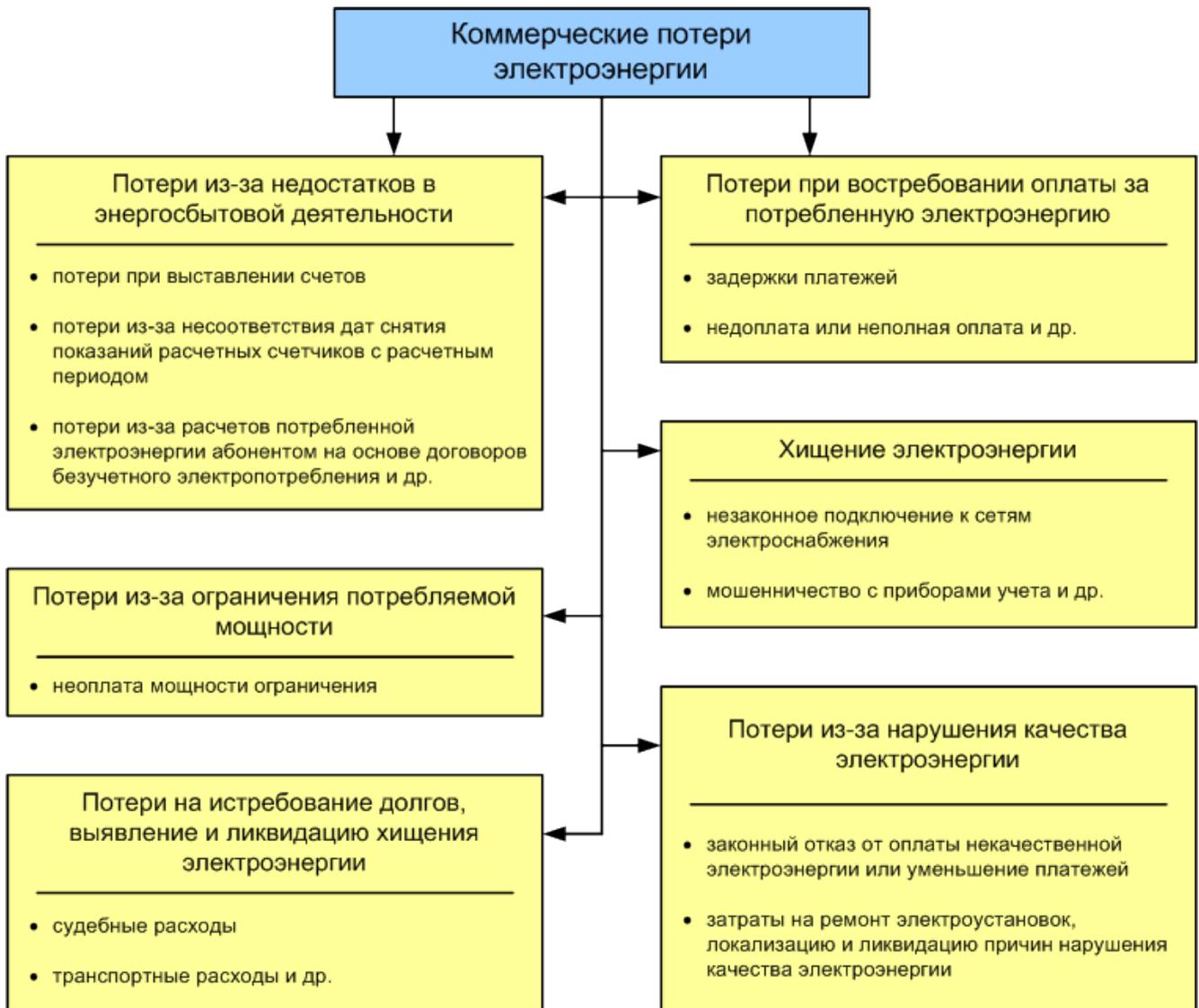


Рисунок 1 – Структура коммерческих потерь

Анализ приведенной на рисунке 1 структуры коммерческих потерь электроэнергии позволяет сформулировать основные направления повышения эффективности функционирования энергоснабжающего предприятия. Это разработка и внедрение мероприятий, связанных с:

– совершенствованием внутриорганизационной деятельности на энергопредприятии;

– предотвращением и выявлением фактов хищения электроэнергии, в том числе обнаружением мест несанкционированного подключения к линиям электроснабжения;

- контролем своевременности и полноты платежей за потребленную электроэнергию;
- реализацией функций оперативного диспетчерского управления на уровне каждого энергопотребителя;
- контролем качества электроэнергии и оперативным устранением причин, вызывающих нарушение качества электроэнергии.[2]

### **1.2.1 Потери при выставлении счетов**

Потери при выставлении счетов вызваны несколькими причинами:

- неточностью данных о потребителях электроэнергии, в том числе, недостаточной или ошибочной информацией о заключенных договорах на пользование электроэнергией;
- ошибками при выставлении счетов, в том числе невыставленными счетами потребителям из-за отсутствия точной информации по потребителям 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.[4]

### **1.2.2 Потери из-за несоответствия дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом**

Наличие большого количества потребителей и, как правило, недостаточная укомплектованность надзорных органов персоналом, а также весьма ограниченное использование АСКУЭ приводят 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 случая, когда показания снимаются самим потребителем, что позволяет ему занижать потребление и относить платежи на поздние сроки.[18]

### **1.2.3 Потери из-за расчетов потребленной электроэнергии абонентом на основе договоров безучетного электропотребления**

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.[13]

### **1.2.4 Потери из-за ограничения потребляемой мощности**

Потери, вызванные действиями диспетчерского персонала энергосетевой компании (оптового поставщика электроэнергии) и связанные с введением режима ограничения потребляемой мощности для энергоснабжающего предприятия (ограничение мощности при возникновении угрозы потери устойчивости энергосистемы из-за дефицита генерирующих мощностей или при возникновении большой задолженности у энергоснабжающего предприятия перед оптовым поставщиком электроэнергии).[18]

### **1.2.5 Потери при востребовании оплаты за потребленную электроэнергию**

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

Существенная составляющая коммерческих потерь электроэнергии объясняется тем, что бытовые потребители объективно не в состоянии одновременно снять показания счетчиков и оплатить за электроэнергию. Как правило, платежи отстают от реального электропотребления, что, вносит погрешность в определение фактического полезного отпуска бытовым потребителем и в расчет фактического небаланса электроэнергии. Отставание может составлять 1–3 месяцев и более. Реальный отпуск электроэнергии населению может быть определен 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 потребителей, осуществляющих какие-либо единовременные платежи в летний период;
- уровень коммерческих потерь возрастает после повышения тарифов, 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.

Вторая составляющая коммерческих (финансовых) потерь – долговременные, безнадежные долги и неоплаченные счета из-за:

- неудовлетворительной процедуры востребования оплаты. Сюда включается часть абонентов, являющихся злостными неплательщиками, имеющими многомесячную 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.[1]

## 1.2.6 Потери от хищений электроэнергии

Это одна из наиболее существенных составляющих коммерческих потерь. Обобщение опыта по борьбе с хищениями электроэнергии говорит о том, что в основном ими занимаются бытовые потребители. Имеют место кражи электроэнергии, осуществляемые промышленными и торговыми предприятиями, но объем этих краж нельзя считать определяющим.[1]

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]

Хищение электроэнергии в многоквартирных жилых домах не рассматриваются, так как данные потери учитывает общедомовой прибор учета. И оплата производится жителями дома в виде ОДН (общедомовых нужд).

В частном секторе убытки от энергоснабжения перекадываются на сетевую организацию. Хищение электроэнергии различают на:

1) **Бездоговорное потребление электроэнергии** - самовольное подключение энергопринимающих устройств к объектам электросетевого хозяйства и (или) потребление электрической энергии в отсутствие заключенного в установленном порядке договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничных рынках, кроме случаев потребления электрической энергии в отсутствие такого договора в течение 2 месяцев с даты, установленной для принятия гарантирующим поставщиком на обслуживание потребителей;

2) **Безучетное потребление электроэнергии** - потребление электрической энергии с нарушением установленного договором энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), договором оказания услуг по передаче электрической энергии) и

настоящим документом порядка учета электрической энергии со стороны потребителя (покупателя), выразившимся во вмешательстве в работу прибора учета (системы учета), обязанность по обеспечению целостности и сохранности которого (которой) возложена на потребителя (покупателя), в том числе в нарушении (повреждении) пломб и (или) знаков визуального контроля, нанесенных на прибор учета (систему учета), в несоблюдении установленных договором сроков извещения об утрате (неисправности) прибора учета (системы учета), а также в совершении потребителем (покупателем) иных действий (бездействий), которые привели к искажению данных об объеме потребления электрической энергии (мощности).[14]

### **1.2.7 Потери из-за нарушения качества электроэнергии**

Потери из-за нарушения качества электроэнергии из-за законного отказа потребителя от полной оплаты некачественной электроэнергии или дополнительными затратами энергоснабжающей организации на ликвидацию последствий нарушения качества электроэнергии (ремонт электрооборудования, проведение мероприятий по локализации и ликвидации причин нарушения качества электроэнергии и др.).[6]

### **1.3 Нормирование потерь электроэнергии**

Прежде чем давать понятие норматива потерь электроэнергии, следует уточнить сам термин "норматив", даваемый энциклопедическими словарями.

Под нормативами понимаются расчетные величины затрат материальных ресурсов, применяемые в планировании и управлении хозяйственной деятельностью предприятий. Нормативы должны быть научно обоснованными, прогрессивными и динамичными, т.е. систематически пересматриваться по мере организационно-технических сдвигов в производстве.

### **1.3.1 Понятие норматива потерь. Методы установления нормативов на практике**

Нормирование - это процедура установления для рассматриваемого периода времени приемлемого (нормального) по экономическим критериям уровня потерь (норматива потерь), значение которого определяют на основе расчетов потерь, анализируя возможности снижения в планируемом периоде каждой составляющей их фактической структуры [3].

Под нормативом отчетных потерь необходимо понимать сумму нормативов четырех составляющих структуры потерь, каждая из которых имеет самостоятельную природу и, как следствие, требует индивидуального подхода к определению ее приемлемого (нормального) уровня на рассматриваемый период. Норматив каждой составляющей должен определяться на основе расчета ее фактического уровня и анализа возможностей реализации выявленных резервов ее снижения.

Если вычесть из сегодняшних фактических потерь все имеющиеся резервы их снижения в полном объеме, результат можно назвать оптимальными потерями при существующих нагрузках сети и существующих ценах на оборудование. Уровень оптимальных потерь меняется из года в год, так как меняются нагрузки сети и цены на оборудование. Если же норматив потерь определен по перспективным нагрузкам сети (на расчетный год) с учетом эффекта от реализации всех экономически обоснованных мероприятий, его можно назвать перспективным нормативом. В связи с постепенным уточнением данных перспективный норматив также необходимо периодически уточнять.

Очевидно, что для внедрения всех экономически обоснованных мероприятий требуется определенный срок. Поэтому при определении норматива потерь на предстоящий год следует учитывать эффект лишь от тех мероприятий, которые реально могут быть проведены за этот период. Такой норматив называют текущим нормативом.

Норматив потерь определяют при конкретных значениях нагрузок сети. Перед планируемым периодом эти нагрузки определяют из прогнозных расчетов. Поэтому для рассматриваемого года можно выделить два значения такого норматива:

- прогнозируемое (определенное по прогнозируемым нагрузкам);
- фактическое (определенное в конце периода по состоявшимся нагрузкам).

Что касается норматива потерь, включаемых в тариф, то здесь всегда используется его прогнозируемое значение. Фактическое же значение норматива целесообразно использовать при рассмотрении вопросов премирования персонала. При существенном изменении схем и режимов работы сетей в отчетном периоде потери могут, как существенно снизиться (в чем нет никакой заслуги персонала), так и увеличиться. Отказ от корректировки норматива несправедлив в обоих случаях.

В силу существенных различий в структуре сетей и в их протяженности норматив потерь для каждой энергоснабжающей организации представляет собой индивидуальное значение, определяемое на основе схем и режимов работы электрических сетей и особенностей учета поступления и отпуска электроэнергии.

В связи с тем, что тарифы устанавливают дифференцированно для трех категорий потребителей, получающих энергию от сетей напряжением 110 кВ и выше, 35-6 кВ и 0,38 кВ, общий норматив потерь должен быть разделен на три составляющие. Это деление должно производиться с учетом степени использования каждой категорией потребителей сетей различных классов напряжения [3].

Временно допустимые коммерческие потери, включаемые в тариф, распределяют равномерно между всеми категориями потребителей, так как коммерческие потери, представляющие собой в значительной степени хищения энергии, не могут рассматриваться как проблема, оплата которой должна возлагаться только на потребителей, питающихся от сетей 0,38 кВ.

### **1.3.2 Нормативные характеристики потерь**

Характеристика потерь электроэнергии - зависимость потерь электроэнергии от факторов, отражаемых в официальной отчетности.

Нормативная характеристика потерь электроэнергии - зависимость приемлемого уровня потерь электроэнергии (учитывающего эффект от МСП, проведение которых согласовано с организацией, утверждающей норматив потерь) от факторов, отражаемых в официальной отчетности.

Параметры нормативной характеристики достаточно стабильны и поэтому, однажды рассчитанные, согласованные и утвержденные, они могут использоваться в течение длительного периода - до тех пор, пока не произойдет существенных изменений схем сетей. При нынешнем, весьма низком уровне сетевого строительства нормативные характеристики, рассчитанные для существующих схем сетей, могут использоваться в течение 5-7 лет. При этом погрешность отражения ими потерь не превышает 6-8%. В случае же ввода в работу или вывода из работы в этот период существенных элементов электрических сетей такие характеристики дают надежные базовые значения потерь, относительно которых может оцениваться влияние проведенных изменений схемы на потери.[12]

### **1.4 Признаки и способы хищения электроэнергии**

Основные способы хищения электроэнергии:

#### **1) При механическом повреждении частей прибора учета:**

- механическое повреждение цоколя, кожуха, обзорного стекла;
- сверление в кожухе счетчика (цоколе) отверстия для механического торможения диска;
- торможение диска счетчика (фотопленкой, бумагой, металлической пластинкой и другими приспособлениями);

- повреждение клеммной крышки и отключение катушки напряжения (вывернутый винт, который соединяет катушку напряжения с фазным проводом);

- повреждение клеммной крышки и монтирование перемычки, которая шунтирует токовую цепь счетчика электрической энергии на зажимах клеммной коробки;

- повреждение клеммной крышки - переставленный фазный провод из первого во второй зажим клеммной коробки счетчика (изменилось направление обращения диска);

- поврежденная пломба энергосетевой компании (пережатая плоскогубцами, нарушена иглой, и т.п.);

- поврежденная пломба гос. поверки (пережатая плоскогубцами, нарушена иглой, и т.п.).

## **2) При нарушении пломб (знаков визуального контроля):**

- отсутствуют пломбы электросетевой компании. Отключена катушка напряжения (вывернутый винт, который соединяет катушку напряжения с фазным проводом);

- отсутствуют пломбы электросетевой компании. Смонтирована перемычка, которая шунтирует токовую цепь счетчика электрической энергии на зажимах клеммной коробки;

- отсутствуют пломбы электросетевой компании. Переставлен фазный провод из первого во второй зажим клеммной коробки счетчика (изменилось направление обращения диска);

- отсутствуют пломбы государственной проверки.

- отсутствуют пломбы электросетевой компании.

- срыв антимагнитной пломбы.

- отсутствует антимагнитная наклейка электросетевой компании.

## **3) При бездоговорном потреблении:**

- самовольное подключение к электрическим сетям (отсутствует договор)

- самовольное подключение к электрическим сетям (наброс проводов нагрузки на линию электропередачи).

#### **4) При искажении данных о расходе электроэнергии:**

- переставлены нулевой и фазный проводники на вводе в дом  
- фаза в третьей клемме. Пломба электросетевой компании не нарушена. (В случае наличия акта сохранения пломб и фазировании);

- изменено направление тока нагрузки с использованием фазосдвигающего трансформатора. Фаза в третьей клемме. Диск счетчика при включенном устройстве или нагрузке вращается в обратном направлении;

- наклон незакрепленного прибора учета электрической энергии. (Диск счетчика не вращается);

- обнаружено наличие постороннего устройства в корпусе прибора учета.

#### **4) При несанкционированном подключении:**

- подключение нагрузки из клеммных колодок предохранителей (выключателя), которые установлены к счетчику;

- смонтированная шунтирующая перемычка между проводов токовой цепи, которые подключены к счетчику. Изоляция проводов нарушена;

- смонтированная шунтирующая перемычка от проводов сетевого ввода на колодку предохранителя (выключателя). Изоляция проводов нарушена;

- подключение фазного провода скрытой электропроводки вне счетчика электрической энергии для питания токоприемников;

- заземление нулевого провода электропроводки в помещении в скрытом месте (искусственный нуль). Фаза в третьей клемме;

- смонтированная скрытая проводка с переключателем, который отключает счетчик от нагрузки. При включении переключателя диск счетчика не оборачивается, но электроприборы работают;

- смонтированная розетка со скрытой электропроводкой. При включении нагрузки в данную розетку (электроплитка, утюг, телевизор и т.д.) счетчик не фиксирует потребление, диск не вращается. При отключении предохранителей напряжение в розетке есть.

#### **5) При воздействии внешним магнитным полем на прибор учета:**

- воздействие внешним магнитным полем на прибор учета (изменена цветовая индикация антимагнитной наклейки);

- воздействие внешним магнитным полем на прибор учета (изменена структура вещества индикатора антимагнитной пломбы).[16]

#### **6) «Заряженные» приборы учета**

В последнее время большую популярность у энергопотребителей набирают так называемые «заряженные» электросчетчики.

В интернете появилась масса предложений приобрести так называемый «заряженный» счетчик. Это счетчики самых популярных и наиболее распространённых моделей. Схема учёта доработана таким образом, что позволяет при помощи пульта дистанционного управления остановить совсем, либо значительно замедлить процесс учёта от 10 до 70%. Они выглядят так же, как обычные электросчётчики. Остановка или замедление внешне никак не проявляется. Индикатор мигает так же, как у обычного «не заряженного» счетчика, создавая видимость его нормальной работы. Управление таким электросчетчиком происходит с помощью брелка, схожего внешне с обычной сигнализацией от автомобиля. Расстояние, на котором он действует, в зависимости от цены, может варьироваться от 20 до 500 метров. Пломбы, остаются на месте.[24]

## **2 Аналитическая часть**

### **2.1 Характеристика предприятия**

Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» - распределительная сетевая компания республики, снабжающая электроэнергией города и села – от столицы Хакасии до таежных деревень. Общая протяженность линий электропередачи предприятия превышает 10000 километров, площадь обслуживания - 61 876 тыс.кв.км, объем электросетевого хозяйства - 69213 у.е., численность персонала - 1134 человека.

Основное оборудование:

Линии электропередачи 0,4-110 кВ - 10129 км;

Подстанции 35-110 кВ – 84 шт. (1502 МВА) и ТП 6-35/0,4 кВ -2335 шт. (730,47 МВА).

В филиале действуют 2 производственных отделения (ПО) и 11 районов электрических сетей (РЭС).

Южные электрические сети обслуживают северную часть Хакасии: районы — Орджоникидзевский, Ширинский, Богградский, Усть-Абаканский, города Абакан и Черногорск.

Саянские электрические сети обслуживают южные районы республики – Таштыпский, Бейский, Аскизский, Алтайский, а также город Саяногорск, поселки городского типа Майна и Черемушки.

Структура филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» и функции основных подразделений.

В филиале действуют 10 районов электрических сетей (РЭС):

Орджоникидзевский РЭС

Ширинский РЭС

Богградский РЭС

Усть-Абаканский РЭС

Черногорский РЭС

Таштыпский РЭС

Бейский РЭС

Аскизский РЭС

Саяногорский РЭС

Белоярский РЭС

Объем ремонтно - эксплуатационного обслуживания производственного отделения: 1030 подстанций напряжением 6-110 кВ с установленной мощностью 1090 МВА; протяженность линий электропередачи напряжением 0,4-110 кВ по трассе составляет 5294,79 км.

Основной функцией является получение, распределение и передача электрической энергии потребителям. Обслуживают северную часть Хакасии: районы — Орджоникидзевский, Ширинский, Боградский, Усть-Абаканский, города Абакан и Черногорск.

Объем ремонтно - эксплуатационного обслуживания производственного отделения: 1249 подстанций напряжением 6-220 кВ с установленной мощностью 1016,29 МВА; протяженность линий электропередачи напряжением 0,4-220 кВ по трассе составляет 4864,65 км.

Основной функцией является получение, распределение и передача электрической энергии потребителям. Обслуживают южные районы республики – Таштыпский, Бейский, Аскизский, Алтайский, а также город Саяногорск, поселки городского типа Майна и Черемушки.[17]

### **Организационная структура Черногорского РЭС.**

Основные направления деятельности подразделений, входящих в состав Черногорского РЭС:

-оперативно-диспетчерская группа осуществляет оперативное управление, предотвращение и локализацию технологических нарушений, производство оперативных переключений в электрической сети 0,4/6-10кВ, находящейся в оперативном управлении;

-участок транспорта электроэнергии осуществляет функцию по формированию объемов переданной электрической энергии, формирование

балансов электроэнергии по Черногорскому РЭС, взаимодействие с энергосбытовыми компаниями, находящимися в зоне обслуживания Черногорского РЭС, проводит мероприятия по снижению уровня потерь электроэнергии, организует работу по снятию показаний с технических и расчетных приборов учета, а также их техническое обслуживание и эксплуатацию, выполнение мероприятий в части осуществления технологического присоединения к электрическим сетям РЭС;

-оперативно-выездная бригада производит оперативное и техническое обслуживание оборудования, находящегося в зоне обслуживания Черногорского РЭС, поддерживает его в состоянии, обеспечивающем его безопасное обслуживание. Производит оперативные переключения оборудования и операции с устройствами РЗА РП и ПС, в целях изменения схемы и режима работы электросети, в связи с необходимостью выполнения ремонтных и эксплуатационных работ оборудования подстанций и линий электропередач. Принимает участие в ликвидации технологических нарушениях.

-Участок по эксплуатации осуществляет оперативное обслуживание оборудования, организацию технического обслуживания и ремонта оборудования, текущий ремонт ВЛ 0,4-10 кВ, и оборудования закрепленных непосредственно за участком (ВЛ 0,4-10 кВ), в соответствии с Положением о Черногорском РЭС. Техническое и оперативное обслуживание электросетевого хозяйства сторонних организаций согласно заключенным договорам обслуживания; формирование дефектной базы на ВЛ 0,4-10 кВ, для организации формирования объемов капитального ремонта на обслуживаемых электросетевых объектах;. выполнение мероприятий, предусмотренных противоаварийными и эксплуатационными циркулярами, выполнение строительно-монтажных работ для подключения электроустановок льготных потребителей по договорам технологического присоединения так же осуществляет эксплуатацию, оперативное и техническое обслуживание, капитальный и текущий ремонт оборудования

ТП 6-10/0,4 кВ, РП, РТП и ЗиС, закрепленных непосредственно за участком (ТП 10/0,4 кВ), в соответствии с Положением о Черногорском РЭС. Техническое и оперативное обслуживание электросетевого хозяйства сторонних организаций согласно заключенным договорам обслуживания. Формирование дефектной базы на оборудование ТП 10/0,4 кВ, РП, РТП и ЗиС для организации формирования объемов капитального ремонта на обслуживаемых электросетевых объектах. Выполнение мероприятий, предусмотренных противоаварийными и эксплуатационными циркулярами. Выполнение строительно-монтажных работ для подключения электроустановок льготных потребителей по договорам технологического присоединения; осуществляет эксплуатацию, оперативное и техническое обслуживание, капитальный и текущий ремонт КЛ 0,4-10 кВ, закрепленных непосредственно за участком, в соответствии с Положением о Черногорском РЭС. Техническое и оперативное обслуживание электросетевого хозяйства сторонних организаций согласно заключенным договорам обслуживания. Формирование дефектной базы на КЛ 0,4-10 кВ для организации формирования объемов капитального ремонта на обслуживаемых электросетевых объектах. Выполнение мероприятий, предусмотренных противоаварийными и эксплуатационными циркулярами. Выполнение строительно-монтажных работ для подключения электроустановок льготных потребителей по договорам технологического присоединения.

-инженер по техническому контролю осуществляет формирование и ведение всего объема технической документации, в части эксплуатации, технического обслуживания и ремонта электросетевого комплекса Черногорского РЭС, согласно утвержденного технического руководителем филиала перечня и в соответствии с регламентом «Техническое обслуживание и ремонт оборудования электрических сетей» (ведение базы оборудования ТП 6-10/0,4 кВ, РП, РТП, ВЛ и ПС 35-110 кВ, ВЛ и КЛ 0,4-10 кВ, в части поддержания ее в актуальном состоянии, формирование дефектной базы, совместное с ПТС филиала планирование деятельности

Черногорского РЭС, отчетность о проделанной работе по ремонту электросетевого комплекса Черногорского РЭС;

-техник осуществляет ведение технической документации РЭС в объёме, определенном нормативно-технической документацией и должностными инструкциями работника и своевременное непрерывное хозяйственное обеспечение РЭС.

-участок механизации и транспорта осуществляет контроль технического состояния машин и механизмов, зданий и сооружений, участвует в определении потребности и организует снабжение Черногорского РЭС материалами, инструментом и приспособлениями, горюче-смазочными материалами, участвует в осуществлении технического обслуживания и ремонта машин и механизмов, зданий и сооружений в соответствии с должностными инструкциями работников группы. Организует поддержание порядка в автостояночных боксах и на территории Черногорского РЭС. Выполнение мероприятий в части осуществления технологического присоединения к электрическим сетям Черногорского РЭС.

-персонал участка транспорта электроэнергии:

осуществляет прием и рассмотрение заявок на технологическое присоединение объектов заявителей к электрическим сетям Черногорского РЭС, направляет ответы и письма заявителям, подготавливает предложения по подключению заявителей, осуществляет проверку исполнения технических условий заявителями с оформлением актов, осуществляет подготовку необходимой документации, выполняет технологическое присоединение объектов заявителей, выполняет мероприятия технологического присоединения в соответствии с функциями Черногорского РЭС, определенных Стандартом технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям;

осуществляет прием жалоб и обращений потребителей по вопросам отключения электроэнергии, качества электроэнергии, отзывов о

деятельности филиала ПАО «МРСК Сибири»-«Хакасэнерго» предложений по улучшению качества электроэнергии, заявок на основные и дополнительные услуги, материального ущерба, контроль за своевременным погашением задолженности по актам на бездоговорное потребление и подключение/отключение потребителей энергосбытовой компании в соответствии с поступившими заявками в зоне обслуживания Черногорского РЭС, проводит необходимые мероприятия для устранения причин правомерных жалоб потребителей, поступивших в Черногорский РЭС и отдел взаимодействия с клиентами филиала, формирует отчеты по поступившим обращениям, отчеты о принятых мерах по жалобам, проводит мероприятия по повышению уровня удовлетворенности потребителей качеством оказываемых услуг.[10]

## **2.2 Анализ потерь электроэнергии за 2012г**

Проанализируем какую часть потерь электроэнергии оплачивает сетевая организация, а какая часть включается в тарифный план.

Для анализа возьмем данные по потерям электроэнергии в Черногорском РЭС за период с 2012-2015г.

Рассмотрим плановый и фактический отпуск в сеть в Черногорском РЭС за 12 месяцев приведенный в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Отпуск электроэнергии в сеть

Отпуск в сеть, тыс.кВтч												
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
отпуск в сеть - план, тыс.кВтч	28 363,000	22 431,000	22 129,000	16 157,000	15 167,000	11 203,000	11 766,000	12 249,000	14 251,000	16 678,000	20 181,000	23 057,000
фактический отпуск в сеть, тыс.кВтч	25 059,925	23 752,796	21 630,375	17 033,166	15 353,984	12 025,158	12 054,127	12 722,272	14 687,285	18 150,138	19 742,639	25 105,551

Построим диаграмму согласно таблице 2.1 рисунок 2.1.

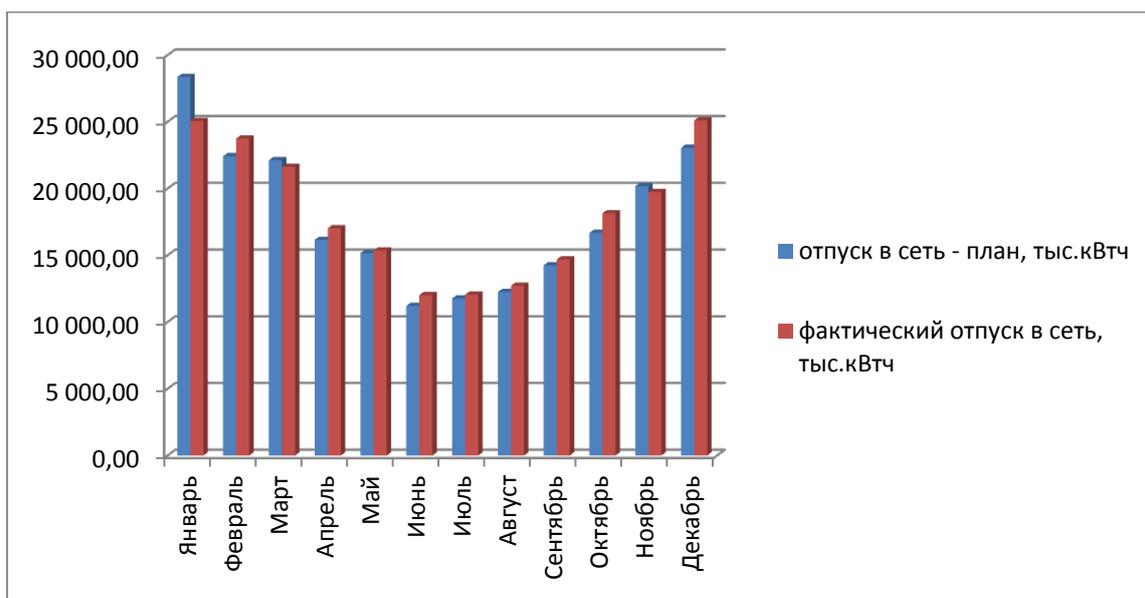


Рисунок 2.1 - Плановый и фактический отпуск электроэнергии в сеть.

Показатели полезного отпуска приведены в таблице 2.2

Таблица 2.2. - Плановый и фактический полезный отпуск за 12 месяцев

Полезный отпуск, тыс.кВтч												
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
плановый полезный отпуск, тыс.кВтч	20 964,000	16 862,000	16 734,000	12 941,757	12 339,000	9 417,000	10 124,000	10 360,000	11 797,000	13 586,000	15 863,000	17 720,000
фактический полезный отпуск, тыс.кВтч	15 464,844	15 663,820	13 890,544	14 504,071	13 002,484	10 897,592	10 374,368	10 523,061	11 441,328	13 513,803	14 362,785	16 929,513

Для анализа отклонения планового от фактического полезного отпуска построим диаграмму рисунок 2.2

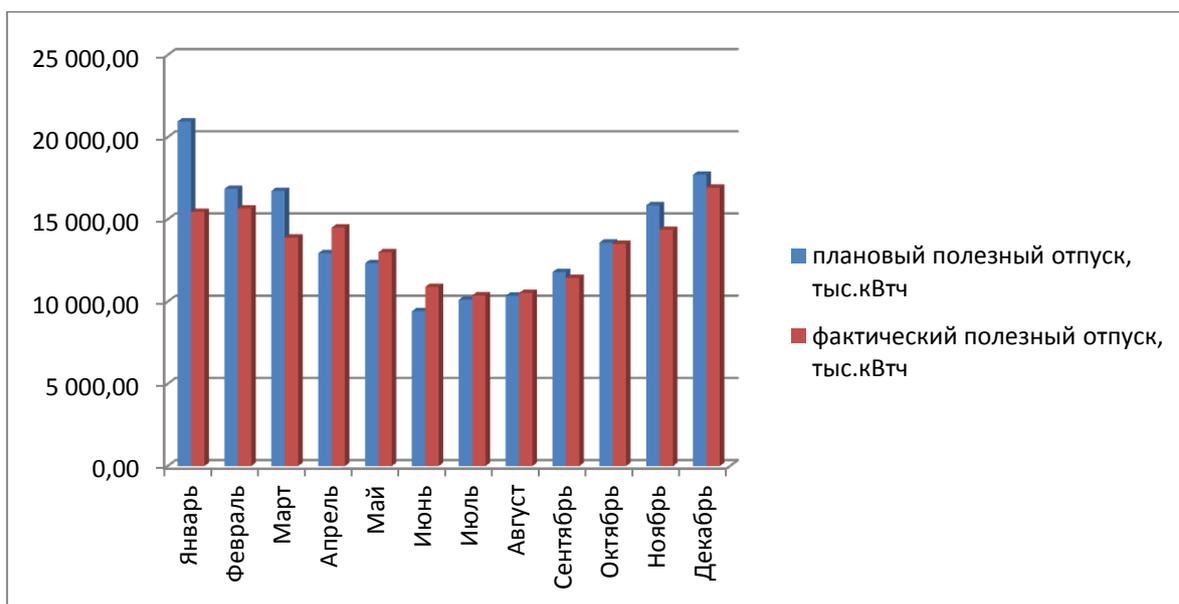


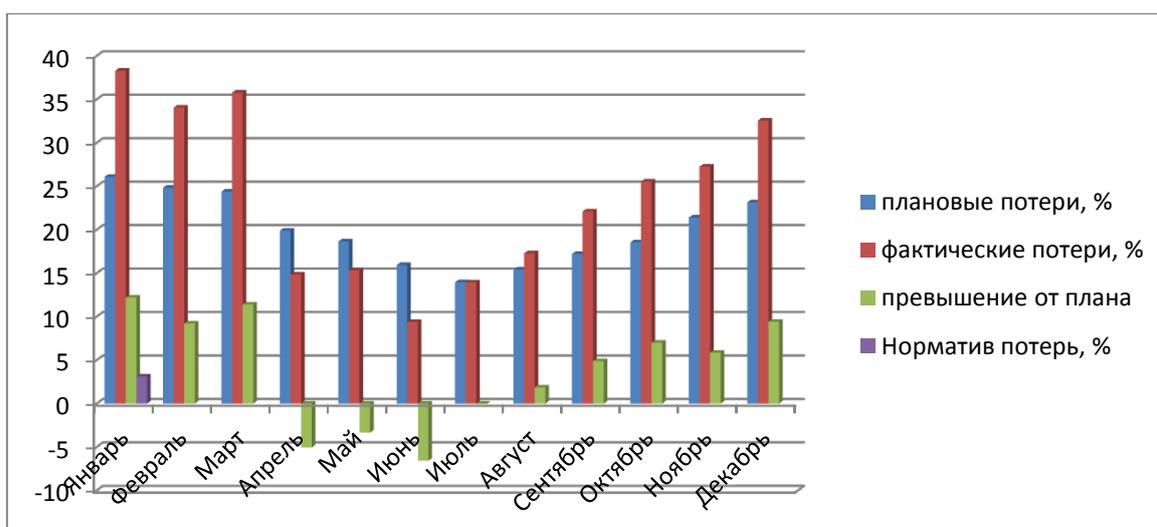
Рисунок 2.2 - Плановый и фактический полезный отпуск за 12 месяцев

Теперь мы можем провести анализ потерь электроэнергии за 12 месяцев в Черногорском РЭС с учетом нормативных потерь, данные по потерям приведены в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Потери электроэнергии за 12 месяцев с учетом нормативных потерь

Потери, тыс.кВтч												
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
плановые потери, тыс.кВтч	739900	5569,00	5395,00	3215,24	2828,64	1786,00	1642,00	1889,00	2454,00	3092,00	4318,00	5337,00
фактические потери, тыс.кВтч	9595,08	8088,97	7739,83	2529,09	2351,50	1127,56	1679,75	2199,21	3245,95	4636,33	5379,854	8176,038
превышение от плана	2 196,081	2 519,976	2 344,831	-686,148	-477,146	-658,434	37,759	310,211	791,957	1 544,335	1 061,854	2 839,038
плановые потери, %	26,09	24,83	24,38	19,90	18,65	15,94	13,96	15,42	17,22	18,54	21,40	23,15
фактические потери, %	38,29	34,05	35,78	14,85	15,32	9,38	13,94	17,29	22,10	25,54	27,25	32,57
превышение от плана	12,20	9,22	11,40	-5,05	-3,33	-6,56	-0,02	1,86	4,88	7,00	5,85	9,42
Норматив потерь, %	3,12											

Согласно данным в таблице 2.3 построим диаграмму рисунок 2.3



2.3 – Потери электроэнергии за 12 месяцев с учетом нормативных потерь

## 2.3 Анализ потерь электроэнергии в 2013г

Рассмотрим отпуск электроэнергии в сеть в Черногорском РЭС за 2013г. Данные отображены в таблице 2.4

Таблица 2.4 - Плановый и фактический отпуск в сеть за 12 месяцев

Отпуск в сеть, тыс.кВтч												
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
отпуск в сеть - план, тыс.кВтч	25059,0	23752,0	2160,00	17033,0	15353,0	12025,0	12054,0	12722,0	14687,0	18150,0	19742,0	25087,0
фактически отпуск в сеть, тыс.кВтч	24507,081	21306,009	20426,869	16755,058	15788,475	12689,524	12337,200	12467,611	15547,198	17837,701	18206,598	20869,726

Используя данные таблицы 2.4, построим диаграмму рисунок 2.4

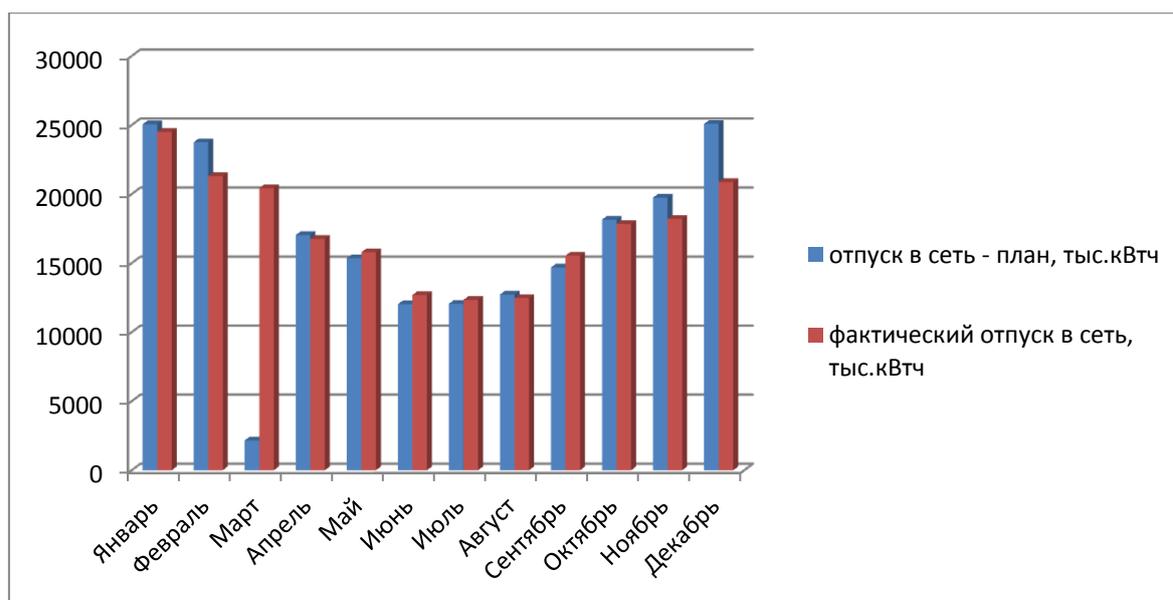


Рисунок 2.4 – Отпуск электроэнергии в сеть

В таблице 2.5 приведены данные полезного отпуска электроэнергии в сеть

Таблица 2.5 – Полезный отпуск электроэнергии

Полезный отпуск, тыс.кВтч												
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
плановый полезный отпуск, тыс.кВтч	17 777,000	17 107,000	16 239,000	13 992,000	12 942,000	10 213,000	9 771,000	10 049,000	11 244,000	13 615,000	14 443,000	18 098,481
фактический полезный отпуск, тыс.кВтч	17 390,052	15 470,510	14 992,122	13 055,868	12 959,262	12 146,879	11 802,724	11 324,035	11 968,160	12 725,757	14 316,297	14 838,169

В соответствии с данными таблицы построим диаграмму рисунок 2.5

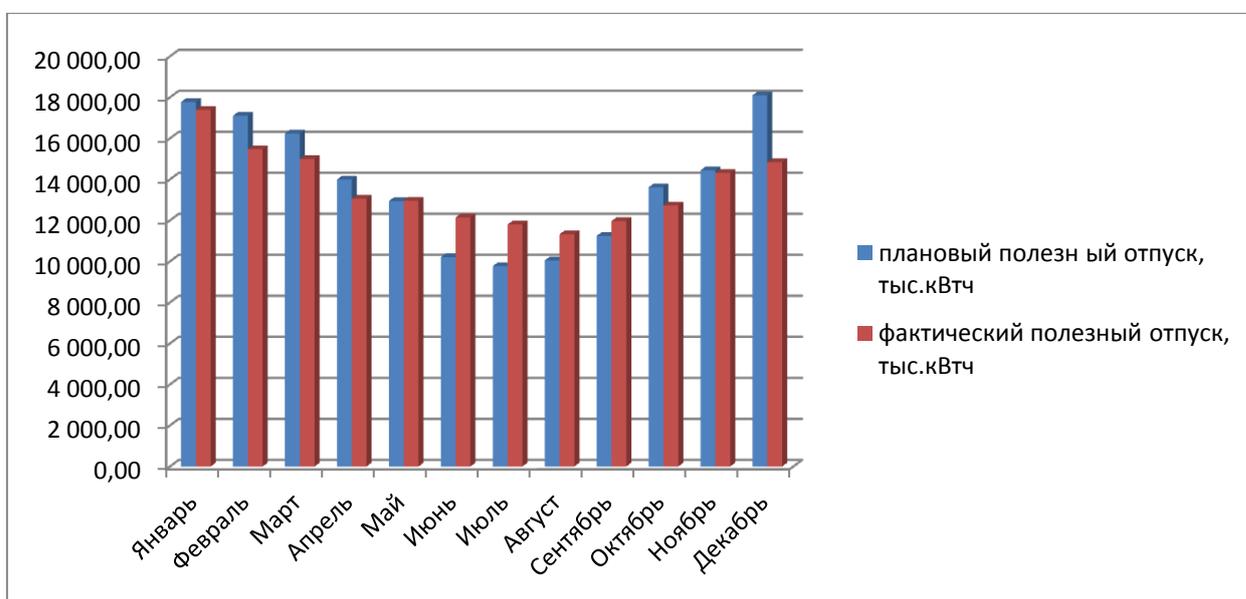


Рисунок 2.5 – Полезный отпуск электроэнергии

В таблице 2.6 приведены данные по потерям в Черногорском РЭС с учетом нормативны потерь за рассматриваемый период.

Таблица 2.6 – Потери электроэнергии с учетом нормативных потерь

	Потери											
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
плановые потери, тыс.кВтч	7 282,0	6 645,000	5 391,000	3 041,000	2 411,000	1 812,000	2 283,000	2 673,000	3 443,000	4 535,000	5 299,000	6 988,519
фактические потери, тыс.кВтч	7 117,029	5 835,499	5 434,747	3 699,190	2 829,213	542,645	534,476	1 143,576	3 579,038	5 111,944	3 890,301	6 031,557
превышение от плана	-164,971	-809,501	43,747	658,190	418,213	-1 269,355	-1 748,524	-1 529,424	136,038	576,944	-1 408,699	-956,962
плановые потери, %	29,06	27,98	24,92	17,85	15,70	15,07	18,94	21,01	23,44	24,99	26,84	27,86
фактические потери, %	29,04	27,39	26,61	22,08	17,92	4,28	4,33	9,17	23,02	28,66	21,37	28,90
превышение от плана	-0,02	-0,59	1,68	4,22	2,22	-10,79	-14,61	-11,84	-0,42	3,67	-5,47	1,04
Норматив потерь, %	3,12											

По данным таблицы 2.6, для анализа потерь электроэнергии, построим диаграмму рисунок 2.6.

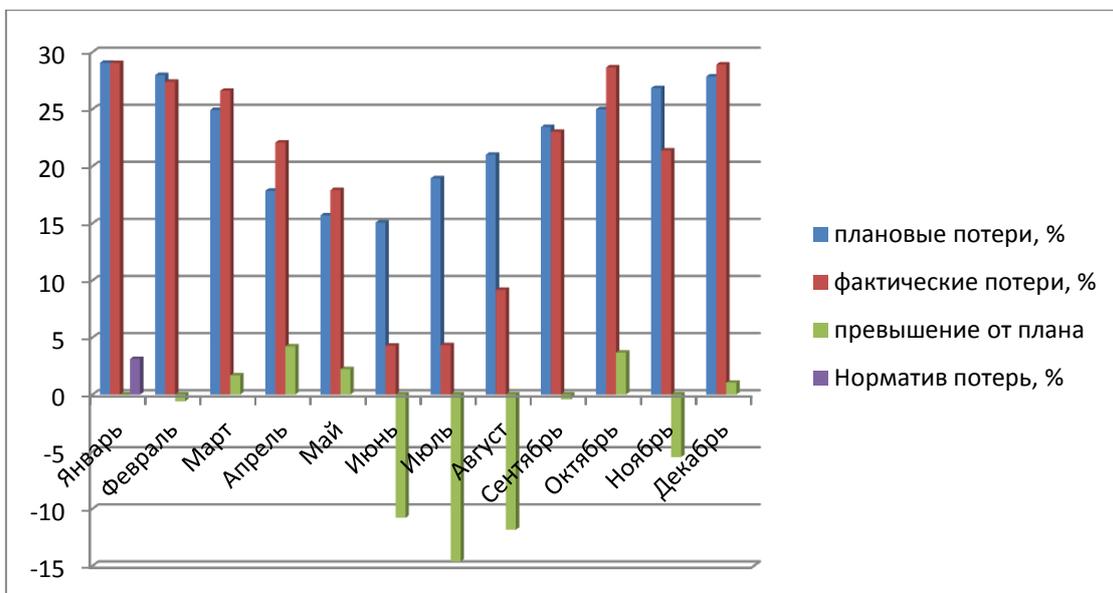


Рисунок 2.6 – Потери электроэнергии в 2013г

## 2.4 Анализ потерь электроэнергии за 2014г

Для анализа потерь электроэнергии, рассмотрим отпуск электроэнергии в сеть согласно данным в таблице 2.7

Таблица 2.7 – Отпуск электроэнергии в сеть

Отпуск в сеть, тыс.кВтч												
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
отпуск в сеть - план, тыс.кВтч	21 788,379	22 431,393	22 129,165	16 156,903	15 788,000	12 689,000	12 337,000	12 467,000	15 547,000	17 837,000	18 206,000	20 869,000
фактический отпуск в сеть, тыс.кВтч	21 788,379	20 398,148	18 460,076	15 257,357	15 810,760	13 097,644	12 265,614	12 224,571	15 034,609	17 911,445	19 324,287	22 699,344

Диаграмма по данным таблицы 2.7 изображена на рисунке 2.7

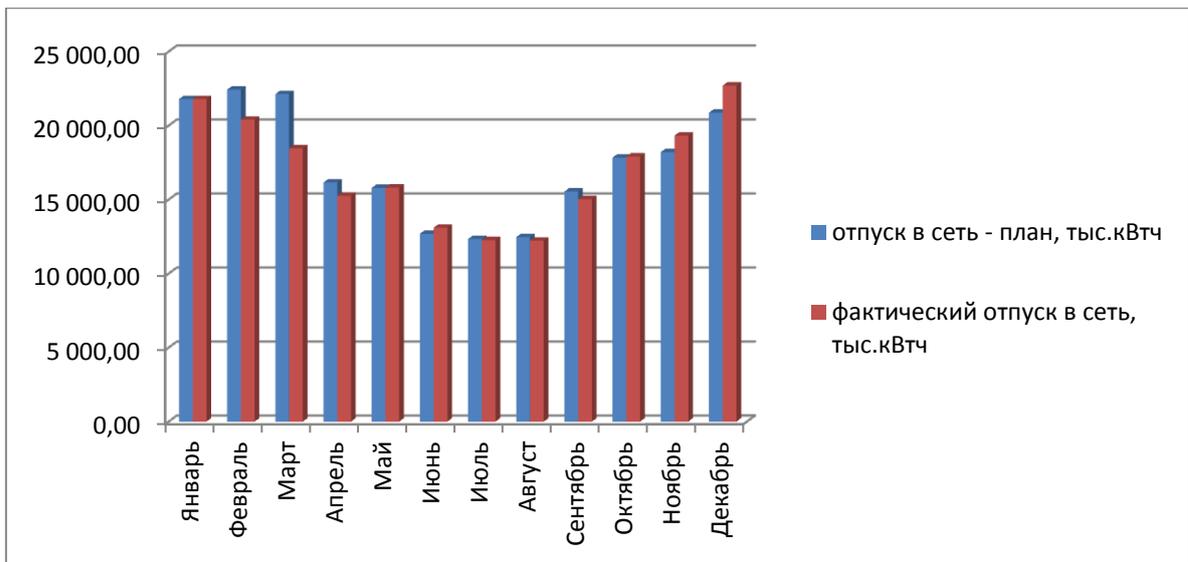


Рисунок 2.7 - Отпуск электроэнергии в сеть

В таблице 2.8 отображены данные по полезному отпуску электроэнергии в сеть.

Таблица 2.8 - Полезный отпуск электроэнергии

		Полезный отпуск, тыс.кВтч											
		Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
плановый полезный отпуск, тыс.кВтч		17 185,261	17 821,873	17 806,043	13 534,139	13 226,494	11 989,574	11 593,374	11 680,162	12 453,279	15 076,714	15 534,208	16 944,267
фактически полезный отпуск, тыс.кВтч		17 306,352	16 297,654	15 024,590	13 243,410	12 959,262	11 918,411	11 527,136	11 189,102	12 257,043	14 178,390	15 807,256	17 247,631

По данным таблицы 2.8 построим диаграмму полезного отпуска электроэнергии в сеть рисунок 2.8.

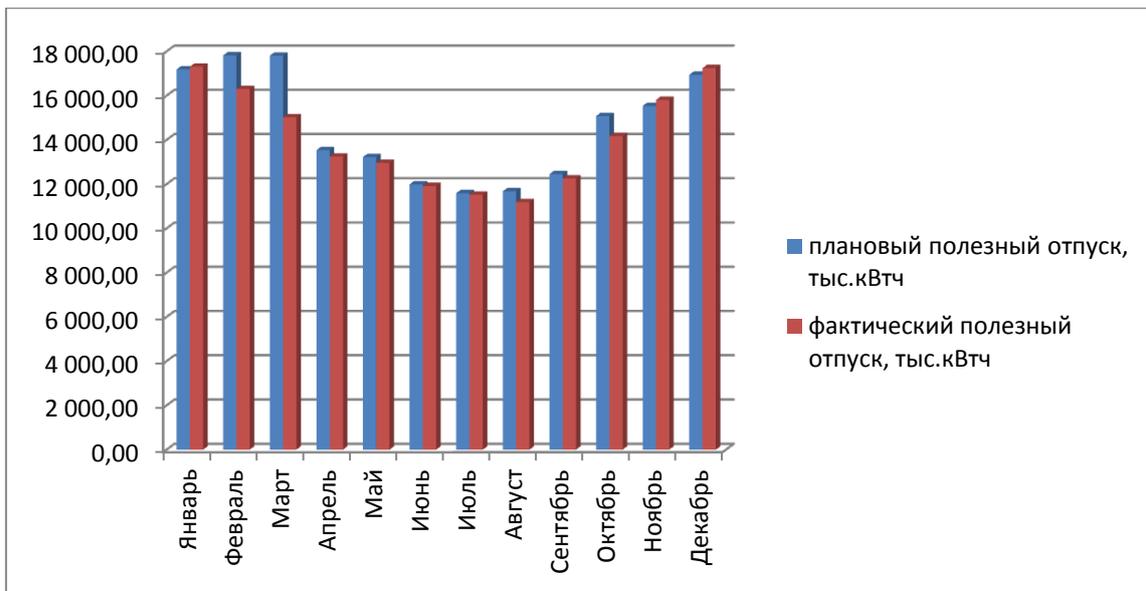


Рисунок 2.8 – Полезный отпуск электроэнергии

Проанализируем потери электроэнергии за данный период в Черногорском РЭС с учетом нормативных потерь. Данные берем из таблицы 2.9.

Таблица 2.9 - Потери электроэнергии с учетом нормативных потерь

Потери, тыс.кВтч												
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
плановые потери, тыс.кВтч	4603,118	4609,520	4323,122	2622,764	2561,506	699,426	743,627	786,838	3093,722	2760,286	2671,792	3924,733
фактические потери, тыс.кВтч	4482,027	4100,494	3435,486	2013,947	2851,498	1179,233	738,478	1035,469	2777,566	3733,055	3517,031	5451,713
превышение от плана	-121,091	-509,026	-887,636	-608,817	289,992	479,807	-5,148	248,631	-316,155	972,769	845,239	1 526,980
плановые потери, %	21,13	20,55	19,54	16,23	16,22	5,51	6,03	6,31	19,90	15,48	14,68	18,81
фактические потери, %	20,57	20,10	18,61	13,20	18,04	9,00	6,02	8,47	18,47	20,84 %	18,20	24,02
превышение от плана	-0,56	-0,45	-0,93	-3,03	1,81	3,49	-0,01	2,16	-1,42	5,37	3,52	5,21
Норматив потерь, %	3,12											

На основании данных таблицы 2.9 построим диаграмму рисунок 2.9

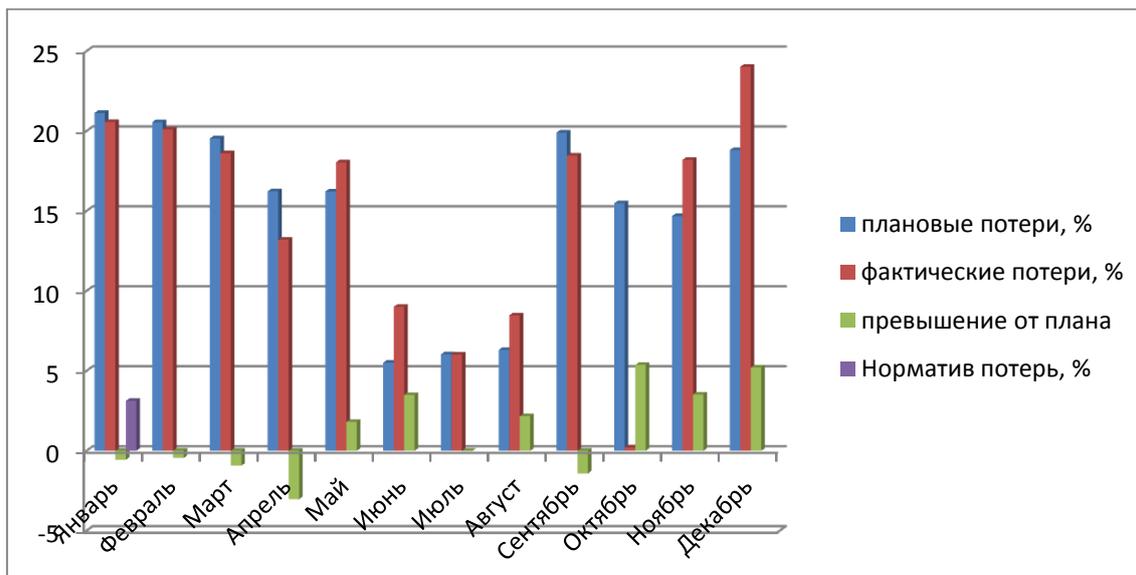


Диаграмма 2.9 - Потери электроэнергии с учетом нормативных потерь

## 2.5 Анализ потерь электроэнергии за 2015г

Для анализа потерь электроэнергии, рассмотрим отпуск электроэнергии в сеть согласно данным в таблице 2.10

Таблица 2.10 – Отпуск электроэнергии в сеть

Отпуск в сеть, тыс.кВтч												
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
отпуск в сеть - план, тыс.кВтч	21 953,437	19 714,172	18 460,076	15 257,357	15 810,760	13 097,644	12 265,650	12 224,571	15 034,609	17 911,445	19 324,287	24 069,343
фактический отпуск в сеть, тыс.кВтч	21 953,437	19 714,172	19 547,208	16 017,298	14 744,942	12 771,029	12 833,389	12 883,842	15 065,278	17 594,837	20 379,182	21 210,315

По данным в таблице построим диаграмму рисунок 2.10

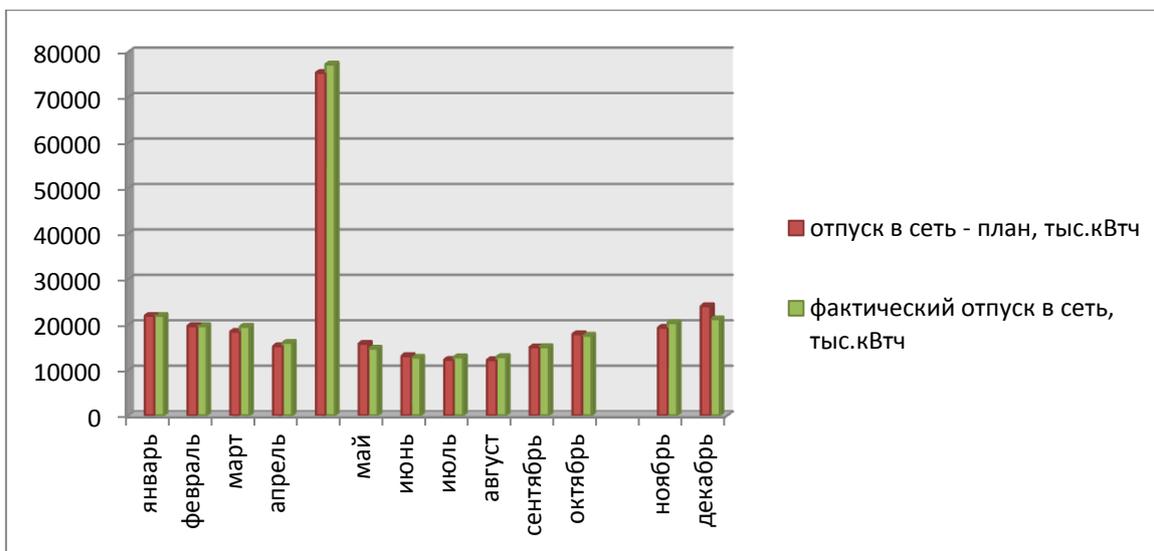


Рисунок 2.10 – Отпуск электроэнергии в сеть

В таблице 2.11 представлены данные о полезном отпуске электроэнергии в сеть.

Таблица 2.11 – Полезный отпуск электроэнергии

Полезный отпуск, тыс.кВтч												
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
плановый полезный отпуск, тыс.кВтч	18 218,890	16 572,156	15 480,283	13 707,718	13 085,764	12 295,892	11 413,078	10 988,877	12 580,953	13 939,799	15 362,846	19 406,663
фактически полезный отпуск, тыс.кВтч	18 218,890	16 572,156	15 524,002	13 934,846	13 026,021	11 939,597	11 697,535	11 492,267	13 510,329	13 738,236	15 854,814	16 791,304

Построим диаграмму согласно данным в таблице 2.11, рисунок 2.11

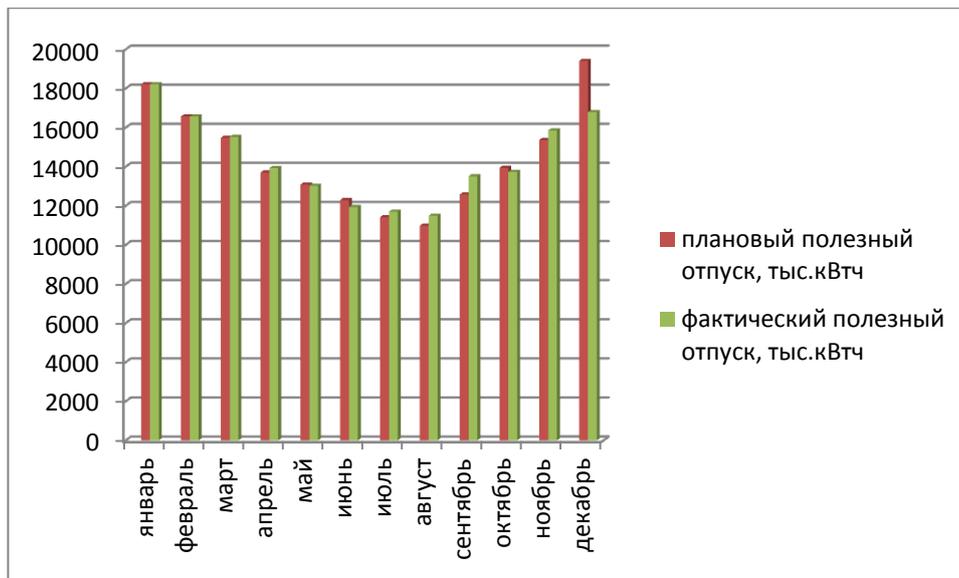


Рисунок 2.11 – Полезный отпуск электроэнергии

Определим потери электроэнергии в Черногорском РЭС за данный период с учетом норматива потерь электроэнергии. Данные представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Потери электроэнергии с учетом норматива потерь

Потери, тыс.кВтч												
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
плановые потери, тыс.кВтч	3734,547	3142,016	2979,793	1549,639	2724,996	801,752	852,463	1235,694	2453,656	3971,646	3961,441	4662,680
фактические потери, тыс.кВтч	3734,547	3142,016	4023,206	2082,452	1718,921	831,432	1135,854	1391,575	1554,949	3856,601	4524,368	4419,011
превышение от плана	0,000	0,000	1043,413	532,813	-1006,075	29,680	283,391	155,881	-898,707	-115,045	562,927	-243,669
плановые потери	17,01	15,94	16,14	10,16	17,24	6,12	6,95	10,11	16,32	22,17	20,50	19,37
фактические потери	17,01	15,94	20,58	13,00	11,66	6,51	8,85	10,80	10,32	21,92	22,20	20,83
отклонение факт/план	0,00	0,00	4,44	2,84	-5,58	0,39	1,90	0,69	-6,00	-0,25	1,70	1,46
Норматив потерь	3,12											

На основании данных таблицы строим диаграмму, рисунок 2.12

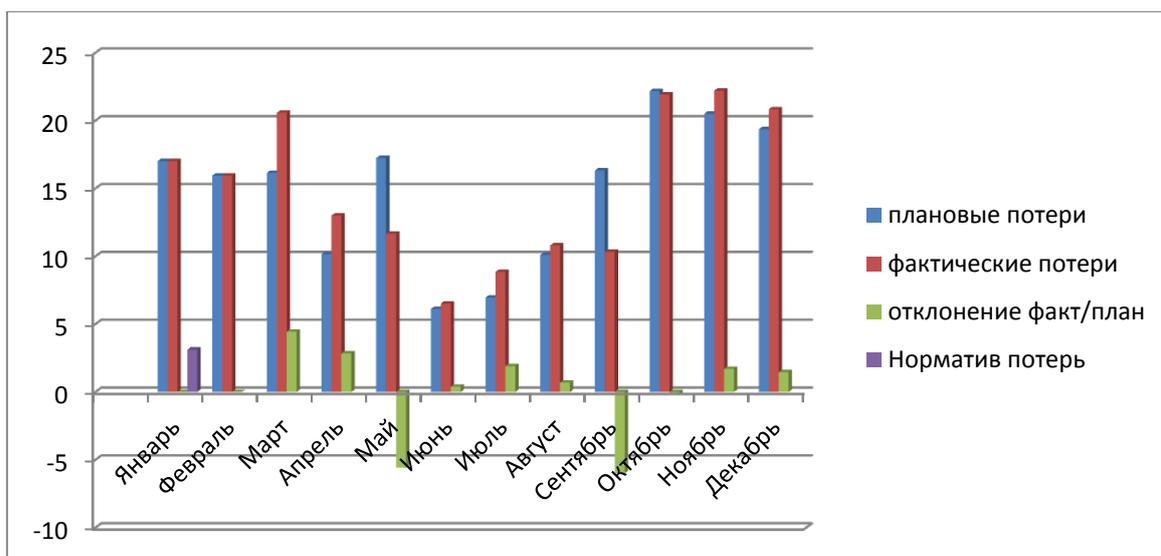


Рисунок 2.12 – Потери электроэнергии с учетом нормативных потерь

## 2.6 Оценка потерь электроэнергии за рассматриваемый период

Таблица 2.13 - Анализ потерь электроэнергии за период с 2012-2015гг

Год	Отпуск в сеть, тыс.кВтч		Полезный отпуск, тыс.кВтч		Потери, %			
	план	факт	план	факт	план	факт	превыш ение	Нормати в потерь
2012	213 632,00	217 317,42	168 707,76	160 568,21	23,15%	32,57%	9,42%	3,12
2013	217 294,000	208 739,050	165 490,481	162 989,835	23,84%	21,92%	-1,92%	
2014	208 245,840	204 272,234	174 845,386	168 956,237	16,04%	17,29%	1,25%	
2015	280 508,393	281 947,044	237 031,966	236 549,891	15,50%	16,10%	0,60%	

Согласно данных в таблице построим диаграмму, рисунок 2.13.

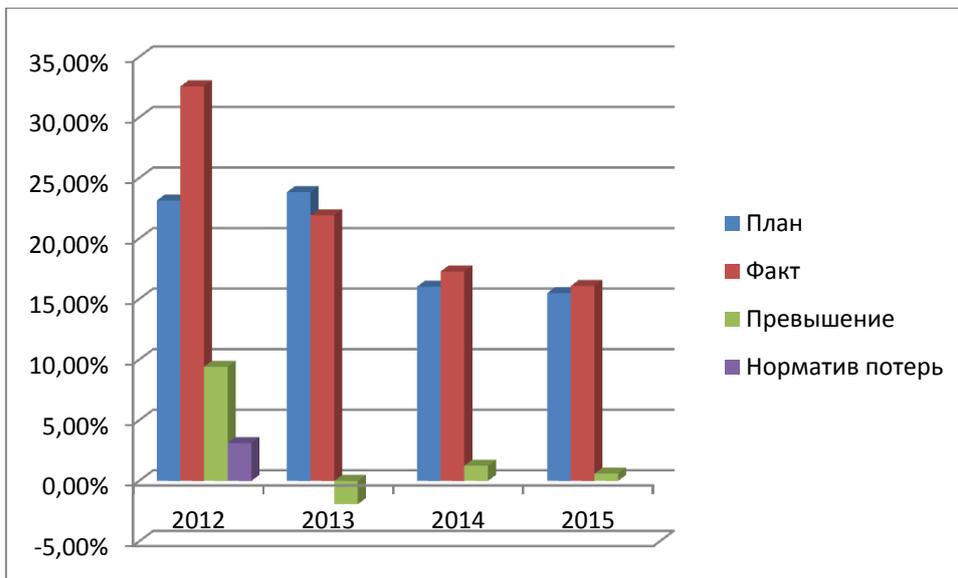


Рисунок 2.13 - Анализ потерь электроэнергии за период с 2012-2015гг

На рисунке 2.13 видно что, фактические и плановые потери электроэнергии значительно превышают норматив потерь. Большую часть потерь оплачивает сетевая организация, тем самым она несет значительные убытки.

## 3 Практическая часть

### 3.1 Пути снижения коммерческих потерь электроэнергии.

Для примера рассмотрим три фидера, по которым согласно данных РЭС наиболее высокий уровень коммерческих потерь, ф.5 от ТП-15-609-02, ф.2 от ТП-15-1018-264.

Мероприятия по снижению потерь будем проводить в два этапа:

- 1) Установка системы АСКУЭ
- 2) Замена голого провода на СИП (самонесущий изолированный провод).

#### 3.1.1 Ф.5 от ТП-15-609-02

Поопорная схема данного фидера изображена на рисунке 3.1.

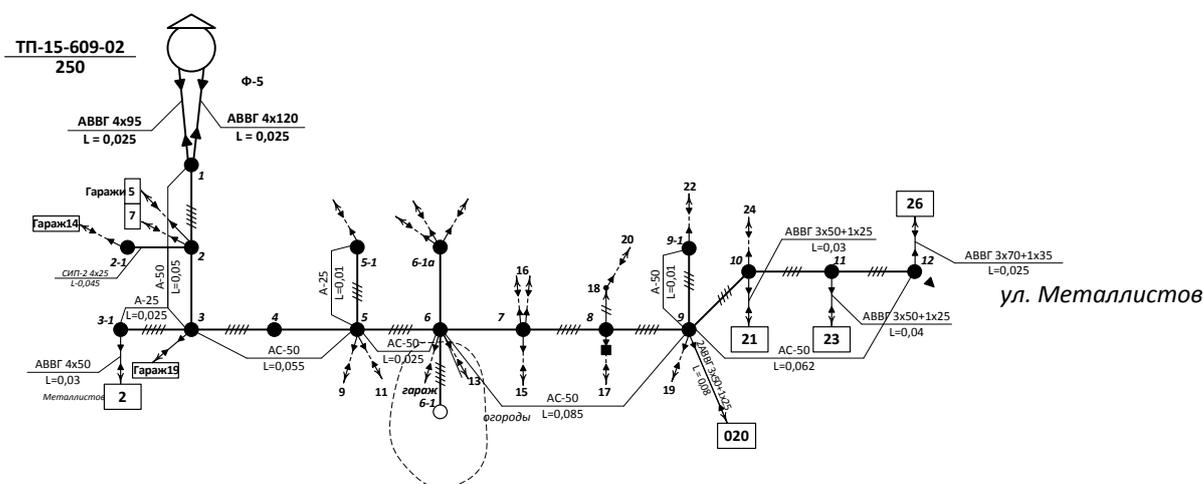


Рисунок 3.1 Поопорная схема ф. 5 от ТП-15-609-02

Данные по потерям электроэнергии представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Потери электроэнергии по ф.5 от ТП-15-609-02

	I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал
Фактические Потери, %	40%	39%	30%	45%
Фактические потери, тыс.кВтч	79875,000	69975,000	51275,000	81456,000

### Установление приборов учета АСКУЭЭ

Определимся с количеством потребителей на данном фидере. На данном участке сети 26 потребителей. На данном участке нет потребителей с трёхфазным электропитанием.

В таблице 3.2 Представлены необходимые материалы, их количество и стоимость согласно Прайс-листа. [22]

Таблица 3.2 – Необходимые материалы

№ п.п	Наименование	Цена за ед., руб.	Единицы изм.	Количество	Сумма, руб.
1	Крюк GHSO-16	770	шт	26	49280
2	Зажим анкерный SO 157.1	127,53	шт	52	6631,56
3	Счетчик «Матрица» NP71E 1-10-1	6100,00	шт	26	158600
4	Дисплей RUD 512-L	2700	шт	26	70200
5	Щит учета ЩРН-П-24 1ф	802	шт	26	20852
6	Автомат ВА 47-29 25А С 2П	166	шт	26	4316
7	Маршрутизатор RTR8A.LG-1-1	50100,00	шт	1	50100,00
Итого					359979,56

Общая сумма затрат на установку приборов учета составляет 359979,56 руб.

### Замена голого провода на СИП

Общая протяженность линии составляет 0,622км

Исходя из технических характеристик выбираем СИП-2 4×25.

Стоимость такого провода согласно каталогу 55руб. за 1метр. [24]

Общая сумма затрат на замену линии составляет 34210 руб.

Посчитаем срок окупаемости 2 этапов мероприятий по снижению по снижению потерь электроэнергии.

Вычислим общую сумму затрат

$$=359979,56+34210= 394189,56 \text{ руб.}$$

Вычислим сумму потерь электроэнергии.

$$\Delta C = \Delta W \cdot C, \tag{3.1}$$

где C- цена одного кВт·ч. C=1,92 руб

$$\Delta C = (79875 + 69975 + 51275 + 81456) \cdot 1,92 = 542555,52 \text{ руб.}$$

Найдем срок окупаемости

$$T = \quad / \Delta C \tag{3.2}$$

$$T = 394189,56 / 542555,52 = 0,73$$

Затраты на мероприятия по снижению потерь окупятся приблизительно через один год

### 3.1.2 Ф.2 от ТП -1018-264

Поопорная схема Ф.2 от ТП -1018-264 изображена на рисунке 3.2

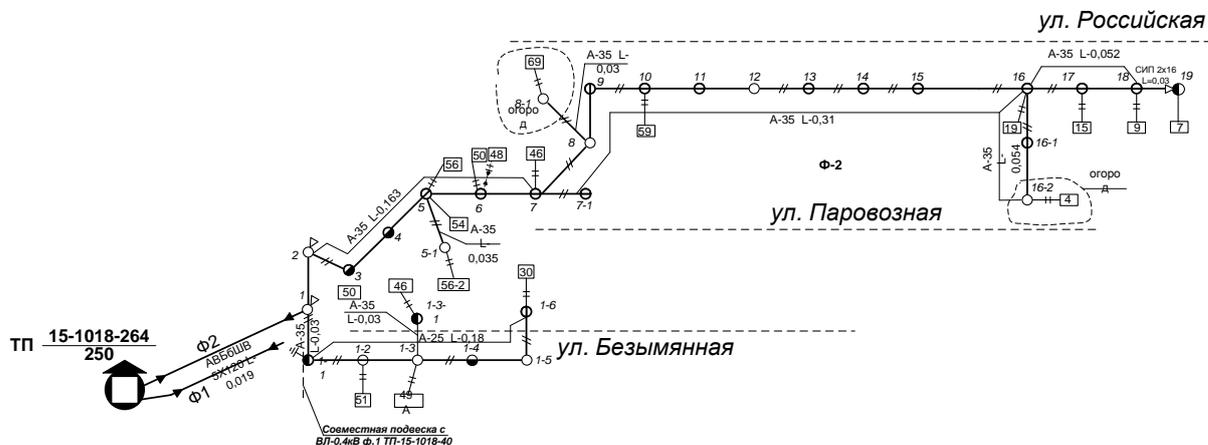


Рисунок 3.2 – Поопорная схема Ф.2 от ТП -1018-264

Данные по потерям электроэнергии по данному фидеру представлены в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Потери электроэнергии по ф.2 от ТП-15-1018-264

	I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал
Фактические Потери, %	39%	35%	25%	40%
Фактические потери, тыс.кВтч	70975,000	60985,000	37175,000	71725,000

Определимся с количеством потребителей на данном фидере. На данном участке сети 17 потребителей. На данном участке нет потребителей с трёхфазным электропитанием.

В таблице 3.4 Представлены необходимые материалы, количество материала и стоимость.

Таблица 3.4 – Необходимые материалы

№ п.п	Наименование	Цена за ед., руб.	Единицы изм.	Количество	Сумма, руб.
1	Крюк GHSO-16	770	шт	17	13090
2	Зажим анкерный SO 157.1	127,53	шт	34	4336,02
3	Счетчик «Матрица» NP71E 1-10-1	6100,00	шт	17	103700
4	Дисплей RUD 512-L	2700	шт	17	45900
5	Щит учета ЩРН-П-24 1ф	802	шт	17	13634
6	Автомат ВА 47-29 25А С 2П	166	шт	17	2822
7	Маршрутизатор RTR8A.LG-1-1	50100,00	шт	1	50100,00
Итого					246672,02

Общая сумма затрат на установку приборов учета составляет 246672,02 руб.

### **Замена голого провода на СИП**

Общая протяженность линии составляет 0,933км.

Исходя из технических характеристик выбираем СИП-2 4×25. Стоимость такого провода согласно каталогу 55руб. за 1метр.

Общая сумма затрат на замену линии составляет 51315 руб.

Посчитаем срок окупаемости 2 этапов мероприятий по снижению по снижению потерь электроэнергии.

Вычислим общую сумму затрат

$$=246672,02+51315= 297987,02 \text{ руб.}$$

Вычислим сумму потерь электроэнергии по формуле 3.1.

$$\Delta C=(70975+60985+37175+71725) \cdot 1,92=462451,2 \text{ руб.}$$

Найдем срок окупаемости по формуле 3.2

$$T= 297987,02 /462451,2=0,64$$

Затраты на мероприятия по снижению потерь окупятся приблизительно через один год

### 3.1.3 Ф 2 от ТП 64-18-243/400

Поопорная схема данного фидера представлена на рисунке 3.3

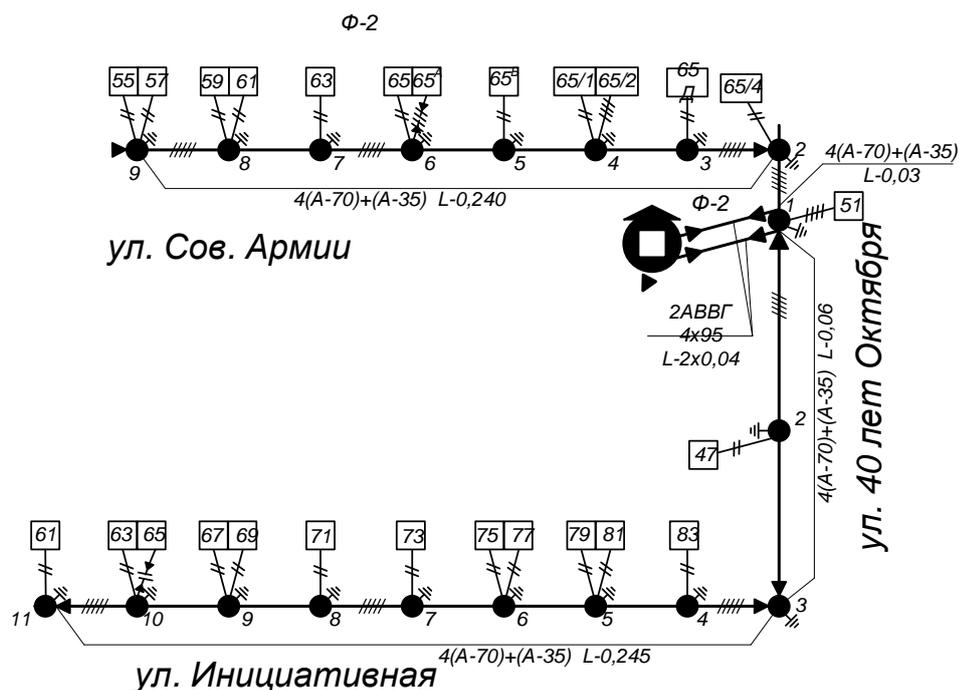


Рисунок 3.3 – Поопорная схема фидера Ф 2 от ТП 64-18-243/400

Данные по потерям электроэнергии по данному фидеру представлены в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Потери электроэнергии по Ф 2 от ТП 64-18-243/400

	I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал
Фактические Потери, %	43%	39%	30%	45%
Фактические потери, тыс.кВтч	81975,000	75365,000	30987,000	87147,000

Определимся с количеством потребителей на данном фидере. На данном участке сети 26 потребителей. На данном участке 5 потребителей с трёхфазным электропитанием.

В таблице 3.6 Представлены необходимые материалы, количество материала и стоимость.

Таблица 3.6 – Необходимые материалы

№ п.п	Наименование	Цена за ед., руб.	Единицы изм.	Количество	Сумма, руб.
1	Крюк GHSO-16	770	шт	26	20020
2	Зажим анкерный SO 157.1	127,53	шт	52	6631,56
3	Счетчик «Матрица» NP71E 1-10-1	6100,00	шт	21	128100
4	Счетчик «Матрица» NP73E 3-5-2	10500,00	шт	5	52500
5	Дисплей RUD 512-L	2700	шт	26	70200
6	Щит учета ЩРН-П-24 1ф	802	шт	21	16842
7	Щит учета ЩРН-П-24 3ф	1145	шт	5	5725
8	Автомат ВА 47-29 25А С 2П	166	шт	26	4316
9	Маршрутизатор RTR8A.LG-1-1	50100,00	шт	1	50100,00
Итого					354434,56

Общая сумма затрат на установку приборов учета составляет 354434,56

### **Замена голого провода на СИП**

Общая протяженность линии составляет 0,575км.

Исходя из технических характеристик выбираем СИП-2 4×25. Стоимость такого провода согласно каталогу 55руб. за 1метр.

Общая сумма затрат на замену линии составляет 31625 руб.

Посчитаем срок окупаемости 2 этапов мероприятий по снижению по снижению потерь электроэнергии.

Вычислим общую сумму затрат

$$=354434,56+31625= 386059,56 \text{ руб.}$$

Вычислим сумму потерь электроэнергии по формуле 3.1.

$$\Delta C = (81975 + 75365 + 30987 + 87147) \cdot 1,92 = 528910,08 \text{ руб.}$$

Найдем срок окупаемости по формуле 3.2

$$T = 386059,56 / 528910,08 = 0,72$$

Затраты на мероприятия по снижению потерь окупятся приблизительно через один год.

### 3.2 Результат мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Общая сумма потерь электроэнергии по данным фидерам составляет 1 533 916,8 руб.

Общая сумма затрат на мероприятия по снижению потерь электроэнергии по трем фидерам будет равна 1 078 236,14 руб.

Предположительные потери электроэнергии по данным фидерам после проведения мероприятий по снижению потерь электроэнергии представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 Предположительные потери электроэнергии после проведения мероприятий по снижению потерь

	I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал
ф.5 от ТП-15-609-02	5,2%	4,7%	3,7%	4,6%
ф.2 от ТП-15-1018-264	4,3%	3,9%	3,1%	3,5%
Ф 2 от ТП 64-18-243/400	5,0%	4,7%	3,5%	4,6%
Норматив потерь	3,12%			

По данным таблицы построим диаграмму, рисунок 3.4

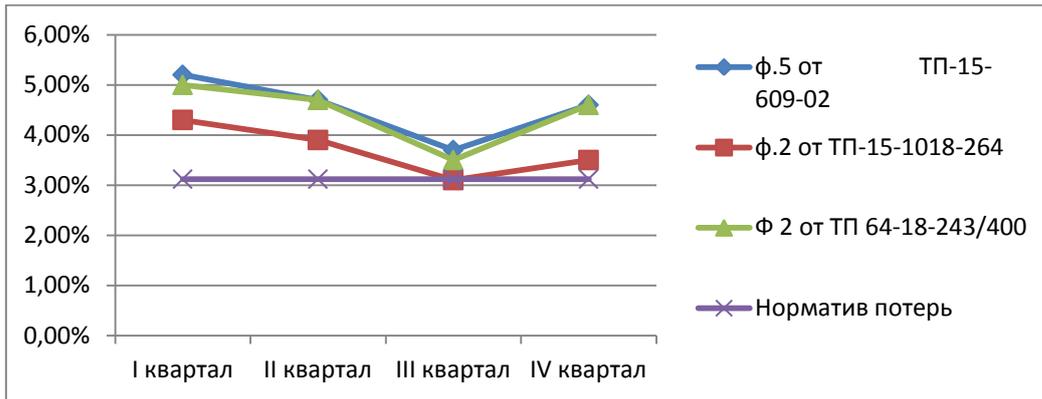


Рисунок 3.4 Предположительные потери электроэнергии после проведения мероприятий по снижению потерь

Внедрение программы АСКУЭ на данных фидерах исключает возможность безучетного потребления электроэнергии. Так же исключается несоответствия дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом. Замена голого провода на СИП помогает исключить потери из-за нарушения качества электроэнергии, а так же исключить возможность бездоговорного потребления. Таким образом, мы значительно сокращаем коммерческие потери электроэнергии по данным фидерам.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В результате выполнения выпускной квалификационной работы провели анализ структуры коммерческих потерь электроэнергии с учетом планового уровня нормативных потерь электроэнергии в Черногорском РЭС и представили перспективные пути снижения потерь.

По итогам выполнения данной бакалаврской работы можно сделать следующие основные выводы, основными составляющими коммерческих потерь являются:

- 1) Потери из-за недостатков энергосбытовой деятельности
- 2) Потери при востребовании оплаты за потребленную электроэнергию
- 3) Потери из-за ограничения потребляемой мощности
- 4) Потери на истребование долгов
- 5) Хищение электроэнергии
- 6) Потери из-за нарушения качества электроэнергии

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Апрыткин, В.Н. Человеческий фактор и его влияние на уровень потерь электроэнергии / В.Н. Апрыткин Сборник на конференции «Потери электроэнергии в городских электрических сетях и технологии их снижения». - Москва: «Мособлэлектро», 2008 г. – С 10-25.

2 Бондаренко, А.С. Для успешной борьбы с потерями электроэнергии необходимо их оценить и проанализировать // Новости электротехники. 2006г - № 4 (16), - С 5-13.

3 Воротницкий, В.Э. Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях. Как его определить и выполнить? // Новости электротехники. Информационно-справочное издание. – 2008г. - № 6 (24) - С 3-10.

4 Воротницкий, В.Э. Структура коммерческих потерь электроэнергии и мероприятия по их снижению/ В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина, В.Н. Апрыткин Москва: /АО ВНИИЭ/ 2008, - С 123.

5 Воротницкий, В.Э. Снижение потерь в электрических сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия/ В.Э. Воротницкий, [М. А. Калинкина](#), [Е. В. Комкова](#), [В. И. Пятигор](#) / Энергосбережение / 2010 № 2 - С 5-7.

6 Галанов, В.П. Влияние качества электроэнергии на уровень ее потерь в сетях / Электрические станции, 2009 №5 - С.55-73.

7 ГОСТ Р 51541-99. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения.

8 Демченко, В.Д. Грамотная организация узлов учета позволит сократить коммерческие потери электроэнергии // Новости электротехники. 2007 - № 2 (20) - С 25-30.

9 Овсейчук, В.Н. Тарифное регулирование // В.Н. Овсейчук, Н.К. Дворников, К.М. Калинкина, П.С. Киселев / Новости электротехники. 2006 - № 6(30) – С 7-15.

10 «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго» Положение о РЭС.

11 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном или частичном ограничении режима потребления электрической энергии» Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 22.02.2016).

12 «Об утверждении нормативов технологического расхода электрической энергии на ее передачу, принимаемых для целей расчета и регулирования тарифов на электрическую энергию» Постановление ФЭК РФ от 17.03.2000 N 14/10

13 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передачи по единой национальной электрической сети» Приказ Минэнерго России №1024 от 25.12.2015г

14 Собровина А.Е. Снижение коммерческих потерь электроэнергии/ Омский государственный технический университет РФ. 2014, с 17-20.

15 СО 3.054.0-01 утвержден 20.07.2009г. Формирование балансов электроэнергии по РЭС - С. 68.

16 СО 5.094.0-01 утвержден 21.04.2014г. Организация работ по установке, замене приборов учета электроэнергии у потребителей - С. 23.

17 СО 5.281.0-02 утвержден 22.08.2013г. Действия персонала при выявлении фактов неучтенного потребления электроэнергии – С.41

18 ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго» [Электронный ресурс]  
Режим доступа: <http://www.khakasenergo.ru/>

19 Структура коммерческих потерь [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://poznayka.org/s87102t1.html>

20 Техмаркет, Прайс – лист [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://stroychik.ru/elektrika/vybor-avtomata>

21 Матрица, Дисплей, Прайс – лист [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.matritca.ru/produktsiya/oborudovanie/dopolnitelnoe-oborudovanie/udaljonnyj-displej-rud>

22 Матрица, система учета, Прайс-лист [Электронный ресурс]  
Режим доступа: <http://matrica.nt-rt.ru/>

- 23 Электрощиты и минибоксы, Прайс-лист [Электронный ресурс]  
Режим доступа: <https://svet-el.com/shchit-raspredelitelnyy-navesnoy/>
- 24 Кабель СИП, Прайс-лист <http://1sip-kabel.ru/provod-sip-2-4h25/>
- 25 Прибор учета с дистанционным управлением [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://xn--80aqeiefbsqx3g.xn--p1ai/>

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.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_  
(дата)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

Шадрина Е.Н.  
(ФИО)