

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  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Анализ и оценка структуры коммерческих потерь электроэнергии в  
электрических сетях ООО «МРЭС» производственная база РЭС-1

тема

Руководитель	_____	<u>доцент каф. ЭЭ. к.э.н.</u>	<u>Н.В.Дулесова</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>В.Н.Александров</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>А.В.Коловский</u>
	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  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 г.

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

Студенту Александрову Виктору Николаевичу

(фамилия, имя, отчество студента)

Группа ЗХЭн-12-01 (3-12) Направление 13.03.02  
(код)

«Электроэнергетика и электротехника»

(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ и оценка структуры коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях ООО «МРЭС» производственная база РЭС -1

Утверждена приказом по университету № 145 от 28.02.2017 г.

Руководитель ВКР: Н.В.Дулесова, доцент каф. «Электроэнергетика», к.э.н.  
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР: Однолинейная схема электрических соединений ПС №34 «Насосная 110/10», данные технико-экономических показателей предприятия за 2011-2016 г.г., данные о полезном отпуске на подстанциях, фактических и нормативных потерях электроэнергии.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение.

1 Теоретическая часть.

- 1.1 Понятие и структура коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях.
- 1.2 Причины возникновения коммерческих потерь.
- 1.3 Методические аспекты анализа коммерческих потерь.

2 Аналитическая часть.

- 2.1 Характеристика предприятия.
- 2.2 Нормирование потерь на предприятии.
- 2.3 Общая оценка эффективности деятельности ООО «МРЭС».
- 2.4 Анализ коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях производственной базы РЭС-1.
- 2.5 Анализ и оценка коммерческих потерь ПС №34 «Насосная».

3 Мероприятия по снижению коммерческих потерь в электрических сетях ООО «МРЭС» РЭС-1 .

Заключение.

Перечень обязательных листов графической части:

1. Структура потерь электроэнергии.
2. Однолинейная схема электрических соединений ПС №34 «Насосная 110/10».
3. Анализ коммерческих потерь электроэнергии.
4. Мероприятия по снижению коммерческих потерь в электрических сетях.

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_  
(подпись)

Н.В.Дулесова  
(инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_  
(подпись)

В.Н.Александров  
(инициалы и фамилия)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2017г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ и оценка структуры коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях ООО «МРЭС» производственная база РЭС-1» содержит 63 страницу текстового документа, 27 рисунков, 21 таблицы, 27 использованных источников, 4 листа графического материала.

**ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ, СТРУКТУРА, НОРМИРОВАНИЕ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ, ХИЩЕНИЕ.**

Объект исследований – районные распределительные электрические сети, питающие потребителей РЭС-1.

Предмет исследований – способы анализа и оценки коммерческих потерь в электрических сетях.

Методы исследования – комплексное исследование коммерческих потерь по результатам деятельности распределительных сетей района.

Научная новизна – использование комплексных методов оценки структуры коммерческих потерь с применением исходной информации по результатам деятельности распределительных сетей.

Цель работы заключается в анализе структуры и последующей оценке коммерческих потерь в электрических сетях для выработки рекомендаций по их снижению.

Значимость работы – обусловлена тем, что полученные результаты нашли отражение в методических разработках ООО «МРЭС» и в настоящее время включены в инструктивные материалы.

Область применения – работа может быть предложена электросетевым организациям как методика оценки и разработки мероприятий по снижению коммерческих потерь.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- выделить методические аспекты анализа и оценки коммерческих потерь в электрических сетях;
- выполнить анализ структуры потерь в электрической сети;
- выполнить оценку коммерческих потерь в электрической сети;
- предложить мероприятия по снижению коммерческих потерь в электрических сетях производственной базы РЭС-1.

В течение проработки проекта были получены следующие результаты:

- представлены теоретические обоснования необходимости снижения коммерческих потерь в электрических сетях;
- сформированы исходные данные для анализа и оценки коммерческих потерь электрической энергии;
- выполнен анализ коммерческих потерь и их структурных составляющих;
- выполнена оценка и предложены мероприятия по снижению коммерческих потерь в районных электрических сетях.

## ABSTRACT

Graduation qualification work on the topic "Analysis and evaluation of the structure of commercial electricity losses in electric grids of LLC "MRES" production base of RES-1" contains 63 pages of a text document, 28 drawings, 23 tables, 27 used sources, 3 sheets of graphic material.

ELECTRIC NETWORK, COMMERCIAL LOSSES, STRUCTURE, NORMALIZATION, CONSUMER, ELECTRICITY, PURIFICATION.

The object of research is the regional distribution electric networks feeding consumers of RES-1.

The subject of research is the ways of analyzing and assessing commercial losses in electrical networks.

Research methods - a comprehensive study of commercial losses based on the results of the distribution network in the district.

Scientific novelty is the use of complex methods for estimating the structure of commercial losses with the use of initial information on the results of distribution networks.

The purpose of the work is to analyze the structure and subsequent assessment of commercial losses in electrical networks to develop recommendations for their reduction.

The significance of the work is due to the fact that the results obtained are reflected in the methodological developments of LLC "MRES" and are now included in the instructional materials.

Scope of application - the work can be offered to electric grid organizations as a methodology for assessing and developing measures to reduce commercial losses.

The tasks of the final qualifying work:

- to allocate methodical aspects of the analysis and estimation of commercial losses in electric networks;
- perform an analysis of the structure of losses in the electrical network;
- perform an assessment of commercial losses in the electrical network;
- propose measures to reduce commercial losses in the electrical networks of the RES-1 production base.

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

- theoretical justification of the need to reduce commercial losses in electric networks;
- initial data for analysis and estimation of commercial losses of electric energy are generated;
- analysis of commercial losses and their structural components;
- evaluation was carried out and measures were proposed to reduce commercial losses in the regional electric grids.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Теоретическая часть.....	8
1.1 Понятие и структура коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях.....	8
1.2 Причины возникновения коммерческих потерь.....	10
1.2.1 Несанкционированное потребление электрической энергии.....	14
1.3 Методические аспекты анализа коммерческих потерь.....	16
2 Аналитическая часть.....	19
2.1 Характеристика предприятия.....	19
2.2 Нормирование потерь на предприятии.....	23
2.3 Общая оценка эффективности деятельности ООО «МРЭС».....	25
2.4 Анализ коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях производственной базы РЭС-1.....	28
2.5 Анализ и оценка коммерческих потерь ПС №34 «Насосная».....	32
3 Мероприятия по снижению потерь в электрических сетях ООО «МРЭС» РЭС-1.....	46
Заключение.....	60
Список использованных источников.....	61
Приложение А.....	63

## ВВЕДЕНИЕ

Коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях – важнейший показатель эффективности и рентабельности их работы. Снижение коммерческих потерь электрической энергии – один из путей и реальных источников поступления денежных средств, направляемых на развитие электрических сетей, на повышение надежности и качества электроснабжения потребителей.

Анализ литературных источников и практические данные показывают, что несовершенство законодательно - правовой базы, отсутствие у сетевых предприятий прямых договорных отношений по энергоснабжению с потребителями, недостаточное финансирование и невозможность значительного увеличения штата сотрудников, контролирующего электропотребление, рост несанкционированного потребления электрической энергии ограничивает возможности сетевых организации в выявлении и устранении причин возникновения коммерческих потерь электроэнергии.

Актуальность данной работы связана со значительным распространением исследуемого явления и заключается в необходимости разработки мероприятий по снижению коммерческих потерь в электрических сетях.

Объект исследований – районные распределительные электрические сети, питающие потребителей РЭС-1.

Предмет исследований – способы анализа и оценки коммерческих потерь в электрических сетях.

Цель работы заключается в анализе структуры и последующей оценке коммерческих потерь в электрических сетях для выработки рекомендаций по их снижению.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- выделить методические аспекты анализа и оценки коммерческих потерь в электрических сетях;
- выполнить анализ структуры потерь в электрической сети;
- выполнить оценку коммерческих потерь в электрической сети;
- предложить мероприятия по снижению коммерческих потерь в электрических сетях производственной базы РЭС-1.

В работе применяются методы комплексного исследования коммерческих потерь в электрических сетях, такие, как анализ динамики реализации электрической энергии с разделением ее на отпуск электроэнергии в сеть и отпуск потребителям, сопоставление динамики фактических потерь и нормативных потерь с динамикой отпуска электроэнергии в сеть, анализ и оценка структуры коммерческих потерь в динамике, выявление причин повышенных коммерческих потерь с детальным анализом.

Практическая значимость работы заключается в том, что она может быть предложена электросетевым организациям как методика оценки и разработки мероприятий по снижению коммерческих потерь.

## **1 Теоретическая часть**

### **1.1 Понятие и структура коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях**

Коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях – важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности электросетевых организаций.

Собирательное выражение «коммерческие потери электроэнергии» на сегодняшний день не закреплено в законодательстве, но встречается в отраслевых нормативно-технических документах. В одном из них под коммерческими потерями понимается разность между отчетными и техническими потерями, при этом «техническими потерями электроэнергии» считается весь «технологический расход электроэнергии на ее транспорт по электрическим сетям, определяемый расчетным путем» [21].

Также, в форме федерального статистического наблюдения № 23-Н "Сведения о производстве и распределении электрической энергии", утвержденной Приказом Федеральной службы государственной статистики от 01.10.2012 г. № 509, используется отчетный показатель «коммерческие потери». Его определение в рамках формы звучит как «данные о количестве электроэнергии, не оплаченной абонентами» [20].

Коммерческие потери невозможно измерить приборами и рассчитать по самостоятельным формулам. Они определяются математически как разность между фактическими и технологическими потерями электроэнергии и не подлежат включению в норматив потерь электроэнергии. Затраты, связанные с их оплатой, не компенсируются тарифным регулированием [15].

Применяемое определение «коммерческие» (англ. «commerce» – «торговля») для этого вида потерь, подчеркивает связь убытка с процессом оборота товара, которым является электроэнергия. Потери электроэнергии, относимые к категории коммерческих, большей частью являются электропотреблением, которое по разным причинам не зафиксировано документально. Поэтому оно не учтено как отпуск из сетей, и никому из потребителей не предъявлено к оплате [1].

В соответствии с действующим законодательством, сетевые организации обязаны оплачивать фактические потери электроэнергии, возникшие в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, как следствие, и коммерческие потери в их составе.

Коммерческие потери электроэнергии являются прямым финансовым убытком сетевых компаний. Являясь, с одной стороны, причиной денежных расходов сетевого предприятия, они в то же время являются и его упущенной выгодой от неоплаченной передачи электроэнергии. Поэтому сетевые организации в большей степени, чем другие участники рынка электроэнергии, заинтересованы в максимально точном учете электроэнергии и правильности



расчетов её объемов в точках поставки на границах своей балансовой принадлежности [7].

В идеальном случае коммерческие потери электроэнергии в электрической сети, должны быть равны нулю. Однако, в реальных условиях отпуск в сеть, полезный отпуск и технические потери определяются с погрешностями. Разности этих погрешностей фактически и являются структурными составляющими коммерческих потерь[4].

Обобщенная структура коммерческих потерь электроэнергии в распределительных сетях может быть представлена в виде, показанном на рисунке 1.



Рисунок 1– Структура коммерческих потерь

Потери, обусловленные погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной потребителям электроэнергии включают [2]:

- неправильное подключение электросчетчиков;
- погрешности снятий показаний;
- погрешности от неисправных приборов учета;
- сверхнормативные сроки службы;
- низкие коэффициенты мощности нагрузки.

К потерям из-за недостатка энергосбытовой деятельности и хищений относятся:

- потери при выставлении счетов;
- наличие бесхозных потребителей;
- несоответствие дат снятия показаний с расчетным периодом;
- договоры безучетного потребления;
- потери от хищений.

Задержки по оплате подразумевают длительно неоплаченные счета.

Перечисленные показатели являются структурными составляющими коммерческих потерь. Их своевременный анализ позволит сформулировать основные направления повышения эффективности функционирования электросетевого предприятия [5].

Это разработка и внедрение мероприятий, связанных с:

- предотвращением и выявлением фактов хищения электроэнергии, в том числе обнаружением мест несанкционированного подключения к линиям электроснабжения;
- совершенствованием внутриорганизационной деятельности на энергопредприятии;
- 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.

## **1.2 Причины возникновения коммерческих потерь**

Коммерческие потери электроэнергии являются проявлением «человеческого фактора» и имеют под собой организационные, экономические, психологические и юридические корни [20].

Основные причины коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в следующие группы: инструментальные потери, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии, износ приборов учета электроэнергии, погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям, несанкционированное потребление электрической энергии, погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии [6].

Рассмотрим каждую из перечисленных групп более подробно.

1) Инструментальные потери, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии.

Работа измерительных комплексов электроэнергии сопровождается инструментальной погрешностью, зависящей от фактических технических характеристик приборов учета и реальных условий их эксплуатации.

Требования к измерительным приборам, установленные законодательными и нормативно–техническими документами, влияют в конечном итоге на максимально допустимую величину недоучета электроэнергии, которая входит в состав нормативных технологических потерь [16].

Отклонение фактического недоучета электроэнергии от расчетного допустимого значения относится к коммерческим потерям.

Основные причины, приводящие к появлению инструментальных потерь [10]:

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

Также на результат измерений влияют следующие факторы, наличие которых во многом определяется существующим в сетевой организации уровнем контроля состояния и правильности работы используемого парка приборов учета [15]:

- неисправность приборов учета;
- сверхнормативные сроки службы измерительных комплексов;
- ошибки при монтаже приборов учета, в т. ч. неправильные схемы их подключения, установка измерительных ТТ с различными коэффициентами трансформации в разные фазы одного присоединения и т.п.

## 2) Износ приборов учета электроэнергии.

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

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

Действующий в настоящее время ГОСТ Р 52321-2005 (МЭК 62053-11:2003) распространяется на электромеханические (индукционные) счетчики

ватт-часов классов точности 0,5; 1 и 2. Для индукционных электросчетчиков класса 2,5 в настоящее время нет действующих нормативных документов, устанавливающих метрологические требования [16].

Применение однофазных индукционных электросчетчиков в настоящее время с классом точности 2,5 в качестве средств измерения не соответствует положениям Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» [10].

3) Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям.

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

– искажения данных о фактических показаниях счетчиков электроэнергии на любом этапе операционного процесса;

Сюда относятся ошибки при визуальном снятии показаний счетчиков, неправильный ввод информации в электронные базы данных и неточная передача данных, и т.п.

– несоответствие информации о применяемых приборах учета, расчетных коэффициентах, их фактическим данным;

Ошибки могут возникать уже на этапе заключения договора, а также при неточном внесении информации в электронные базы данных, их несвоевременной актуализации и т.п. Сюда же следует отнести случаи замены приборов учета без одновременного составления актов и фиксации показаний снятого и установленного счетчика, коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов [21].

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

– неодновременность снятия показаний приборов учета электроэнергии, как у потребителей, так и по точкам поступления электроэнергии в сеть (отдачи из сети);

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

– несоответствие календарных периодов выявления и включения неучтенной электроэнергии в объемы её передачи;

– «безучетное» электроснабжение, с определением количества потребленной электроэнергии по установленной мощности электроприемников, а также с применением других нормативно-расчетных методик;

– определение количества переданной электроэнергии расчетными методами в отсутствие приборов учета или его неисправности.

Такие случаи нарушают положения Федерального закона № 261 - ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009, в части оснащения приборами учета электрической энергии и их ввода в эксплуатацию [26].

– наличие бесхозяйных сетей, отсутствие работы по установлению их балансодержателей;

– недостаточная оснащенность приборами учета электрической энергии границ балансовой принадлежности электрических сетей, в т.ч. с многоквартирными жилыми домами;

– применение замещающей (расчетной) информации за время недоучета электроэнергии при неисправности прибора учета.

#### 4) Несанкционированное электропотребление.

Это одна из наиболее существенных составляющих коммерческих потерь.

Существуют три основных группы способов хищений электроэнергии:

– механическое вмешательство в работу счетчика (сверление отверстий в донной части корпуса, крышке или стекле счетчика, вставка различных предметов типа пленки шириной 35 мм, иглы и т.п. для того, чтобы остановить вращение диска или сбросить показания счетчика, перемещение счетчика из нормального вертикального в полугоризонтальное положение для того, чтобы снизить скорость вращения диска, самовольный срыв пломб, нарушение в центровке осей механизмов для предотвращения полной регистрации расхода электроэнергии) [18];

– электрические способы хищения («наброс» на выполненную голым проводом воздушную линию, инвертирование фазы тока нагрузки, применение различного типа «отмотчиков» для частичной или полной компенсации тока нагрузки с изменением ее фазы, шунтирование токовой цепи счетчика, установка «закороток», заземление нулевого провода нагрузки, нарушение чередования фазного и нулевого проводов в сети с заземленной нейтралью питающего трансформатора, отключение токовых цепей ТТ, замена нормальных предохранителей ТН на перегоревшие и т.п.);

– магнитные способы хищения (применение магнитов с внешней стороны счетчика может повлиять на его рабочие характеристики).

#### 5) Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии.

Поскольку коммерческие потери - расчетная величина, получаемая математически, то погрешности определения технологического расхода электроэнергии имеют прямое влияние на значение коммерческих потерь [22].

Погрешности расчетов технологических потерь обусловлены применяемой методикой расчетов, полнотой и достоверностью информации.

Точность расчетов нагрузочных потерь электроэнергии, проводимых методов оперативных расчетов или расчетных суток, несомненно выше, чем при расчетах по методу средних нагрузок или обобщенным параметрам сети. К тому же, реальные технические параметры элементов электрической сети зачастую имеют отклонения от справочных и паспортных значений, применяемых в расчетах, что связано с продолжительностью их эксплуатации и фактическим техническим состоянием электрооборудования [9].

Информация о параметрах электрических режимов работы сети, расходах электроэнергии на собственные нужды, также не обладает идеальной достоверностью, а содержит некоторую долю погрешности. Все это определяет суммарную погрешность расчетов технологических потерь. Чем выше их точность, тем более точным будет и расчет коммерческих потерь электроэнергии [3].

### **1.2.1 Несанкционированное потребление электрической энергии**

Одной из наиболее весомых составляющих коммерческих потерь является несанкционированное потребление электрической энергии, приобретающие в последние годы угрожающие масштабы.

Несанкционированное потребление электроэнергии можно объединить в две большие группы: бездоговорное и безучетное потребление.

Вопросы бездоговорного и безучетного потребления электрической энергии урегулированы "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", утвержденными Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 [11].

К случаям бездоговорного потребления электрической энергии относятся:

- потребление электрической энергии в отсутствие заключенного в установленном порядке договора электроснабжения;
- самовольное подключение энергопринимающих устройств к объектам электросетевого хозяйства предприятия.

К случаям безучетного потребления электрической энергии относятся все факты потребления электроэнергии с нарушением установленного договором энергоснабжения поставки электрической энергии или договором оказания услуг по передаче электрической энергии со стороны потребителя.

Существуют три основных группы способов хищений электроэнергии: механические, электрические, магнитные [13].

Механические способы хищений электрической энергии – это механическое вмешательство в работу счетчика, которое может принимать различные формы, включая:

- сверление отверстий в донной части корпуса, крышке или стекле счетчика (вставка в отверстие различных предметов типа пленки шириной 35 мм, иглы и т.п. для того, чтобы остановить вращение диска или сбросить показания счетчика);

- самовольный срыв пломб, нарушение в центровке осей механизмов для предотвращения полной регистрации расхода электроэнергии;
- перемещение счетчика из нормального вертикального в полугоризонтальное положение для того, чтобы снизить скорость вращения диска;
- раскатывание стекла при вставке пленки, которая остановит дисковое вращение.

Обычно механическое вмешательство оставляет след на счетчике, который сложно обнаружить, если счетчик не будет полностью очищен от пыли и грязи и осмотрен опытным специалистом.

К механическому способу хищения электроэнергии можно отнести достаточно широко распространенные умышленные повреждения средств измерения бытовыми потребителями или хищения счетчиков, установленных на лестничных клетках жилых домов и бытовом секторе [4].

Электрические способы хищений электроэнергии. Наиболее распространенным электрическим способом хищений электроэнергии является так называемый «наброс» на выполненную голым проводом воздушную линию электропередач. Достаточно широко используются также такие способы, как:

- инвертирование фазы тока нагрузки;
- шунтирование токовой цепи счетчика – установка так называемых «закоротов»;
- применение различного типа «отмотчиков» для частичной или полной компенсации тока нагрузки с изменением ее фазы;
- нарушение чередования фазного и нулевого проводов в сети с заземленной нейтралью питающего трансформатора;
- заземление нулевого провода нагрузки.

Если приборы учета включаются через измерительные трансформаторы, могут применяться также:

- отключение токовых цепей ТТ;
- замена нормальных предохранителей ТН на перегоревшие и т.п.

Магнитные способы хищений электроэнергии. Применение магнитов с внешней стороны счетчика может повлиять на его рабочие характеристики. В частности, можно при использовании индукционных счетчиков старых типов с помощью магнита замедлить вращение диска, в механических приборах учета замедляется или останавливается счетный механизм. В настоящее время новые типы счетчиков производители стараются защитить от влияния магнитных полей. Поэтому этот способ хищений электроэнергии становится все более ограниченным [4].

Все вышеперечисленные случаи бездоговорного и безучетного потребления являются фактами хищения электрической энергии.

Приведенная характеристика многочисленных и разнообразных способов хищения электрической энергии показывает, что все эти способы будут не только применяться в дальнейшем, но и совершенствоваться, принимая все

более скрытые и изощренные формы. Для этого существуют объективные предпосылки, в том числе [17]:

- повышение стоимости электроэнергии;
- снижение платежеспособности населения;
- сравнительная простота и доступность использования способов хищения электроэнергии;
- несовершенство законодательной базы для привлечения недобросовестных потребителей к ответственности.

Поэтому для обнаружения, предотвращения и устранения хищения электрической энергии требуется продолжительная целенаправленная работа, требующая постоянного внимания и бдительности со стороны контролеров сетевых организаций, а также значительных материальных затрат на совершенствование средств учета электроэнергии, создание информационного обеспечения и эффективных технических средств для выявления фактов хищений [25].

### **1.3 Методические аспекты анализа и оценки коммерческих потерь**

Величина коммерческих потерь электроэнергии зависит от значений других структурных показателей баланса электроэнергии.

Для того, чтобы узнать объем коммерческих потерь электроэнергии за определенный период, необходимо сначала составить баланс электроэнергии рассматриваемого участка электрической сети, определить фактические потери и рассчитать все составляющие технологических потерь электроэнергии [14].

Дальнейший анализ потерь электроэнергии помогает локализовать их участки и выявить причины их возникновения для последующей выработки мероприятий по их снижению.

Для исключения неопределенности любого рода при исследовании коммерческих потерь электроэнергии целесообразно использовать структуру таких потерь, в которой они разделены на составляющие, исходя из физической природы информационных потоков и самих потерь, реальных условий эксплуатации электрических сетей [8].

Такой подход обуславливает структуру потерь электроэнергии в распределительных сетях по следующим признакам:

- в элементах сети;
- в зависимости от параметров режима;
- по качеству исходной информации.

Структурный анализ коммерческих потерь электроэнергии полагает их исследование в динамике:

- по видам составляющих потерь;
- по классам напряжения;
- по видам оборудования;
- по зависимости от отпуска электроэнергии в сеть;
- по загрузке элементов сети;



- по зависимости от пропуска электроэнергии через элемент, участок сети (отдельно для каждого вида потерь);
- по типам потребителей электроэнергии и их процентному содержанию в электропотреблении;
- по качеству информационных потоков;
- по временным интервалам.

Детальный анализ коммерческих потерь электроэнергии в конкретной электрической сети позволит выбрать оптимальный инструментарий по их снижению и прогнозированию и получить наибольшую прибыль в условиях эксплуатации.

Для эффективного управления уровнем коммерческих потерь электроэнергии их комплексное исследование в распределительных сетевых организациях целесообразно осуществлять в следующем порядке:

- 1) Исследование динамики реализации электрической энергии с разделением ее на отпуск электроэнергии в сеть и отпуск потребителям
- 2) Сопоставление динамики отчетных и технологических потерь с динамикой отпуска электроэнергии в сеть
- 3) Детальная структура потерь в динамике
- 4) Выявление «очагов» повышенных потерь по всем их оставляющим с детальным анализом.

Динамику отпуска электроэнергии в сеть и из сети и уровень потерь электроэнергии в распределительных сетях целесообразно проводить за 3-5 лет по сети в целом, и отдельно по классам номинального напряжения.

При этом оценивается коррелированность потерь и их составляющих как с отпуском электроэнергии в сеть, так и с отпуском ее из сети, с загрузкой силовых трансформаторов и линий электропередач. Определяется характер тренда отпуска электроэнергии в сеть и соотносится с трендом потерь [8].

Структура нормативных и сверхнормативных потерь в сетевых компаниях необходима для выделения тех сетевых районов, в которых величина потерь электроэнергии недопустимо велика.

Дальнейший анализ потерь осуществляется в этих районах, а также соотношение потерь, в том числе и их составляющих, и отпуска электроэнергии в сеть по сезонам года (по месяцам). Выделяются значащие составляющие потерь электроэнергии в процентах от отпуска в сеть и потребления электроэнергии, и проводится их анализ.

Осуществляется аналогичный анализ по присоединениям подстанций, определяются сверхнормативные потери, и выявляются те присоединения, в которых наблюдается недопустимо большой их уровень. Выявляются и анализируются причины сложившейся ситуации [20].

Для определения приоритетных направлений и последовательности внедрения мероприятий по снижению потерь необходим тщательный анализ:

- технического состояния, условий применения и погрешностей приборов учета электроэнергии (трансформаторов тока, напряжения и счетчиков);

– энергетических балансов электрических сетей в целом и их отдельных узлов (подстанций);

– организации работы по внедрению мероприятий по снижению потерь.

На основе результатов анализа и оценки коммерческих потерь, разрабатываются основные мероприятия по снижению потерь электроэнергии по следующим направлениям:

1. Мероприятия по оптимизации режимов электрических сетей и совершенствованию их эксплуатации

2. Мероприятия по совершенствованию технического учета, метрологического обеспечения измерений электроэнергии

3. Мероприятия по выявлению, предотвращению и снижению хищений электроэнергии

4. Мероприятия по уточнению расчетов нормативов потерь, балансов электроэнергии по фидерам, центрам питания и электрической сети в целом

5. Мероприятия по строительству, реконструкции, техперевооружению и развитию электрических сетей, вводу в работу энергосберегающего оборудования

6. Мероприятия по совершенствованию организации работ, стимулированию снижения потерь, повышению квалификации персонала, контролю эффективности его деятельности.

Таким образом, снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях это сложная комплексная проблема, требующая значительных капитальных вложений, необходимых для оптимизации развития электрических сетей, совершенствования системы учета электроэнергии, внедрения новых информационных технологий в энергосбытовой деятельности и управления режимами сетей, обучения персонала и его оснащения средствами поверки средств измерений электроэнергии [8].

При этом, ни одно отдельно взятое организационное или техническое мероприятие не сможет дать ощутимого эффекта. Их применение должно быть комплексным, одно мероприятие должно дополнять другое. Комплексный подход позволит одновременно решать общую задачу снижения коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях [17].

## **2 Аналитическая часть**

### **2.1 Характеристика предприятия**

Общество с ограниченной ответственностью «Межрайонные распределительные электрические сети» (ООО «МРЭС») учреждено в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации юридическими лицами: ОАО «Хакассетьремонт» (5% уставного капитала общества) и ООО «СибирьЭнергоСервис» (95% уставного капитала общества).

Предприятие является юридическим лицом и свою деятельность организует на основании Устава, ФЗ № 14 от 08.02.1998 (ред. от 29.12.2015) «Об обществах с ограниченной ответственностью», Гражданского кодекса Российской Федерации и иными нормативно-правовыми актами.

Основным видом деятельности предприятия являются:

– оказание услуг по передаче электрической энергии; бесперебойное, гарантированное, обеспечение потребителей электрической энергией необходимого качества на основании заключенных договоров;

– выдача в установленном порядке технических условий и осуществление технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) физических и юридических лиц к электрическим сетям;

– рассмотрение проектов и выдача заключения по ним;

– эксплуатация электрических сетей.

Организационная структура предприятия включает в себя три производственные базы, в зону обслуживания которых включены территории следующих населенных пунктов Республики Хакасия:

РЭС-1: р.п. Усть-Абакан, пгт. Вершина Теи, п. Расцвет, с.Зеленое, с.Солнечное, с. Калинино, п. Имени Ильича, д. Курганная, д. Заря.

РЭС-2: г. Сорск, с. Усть-Бюрь, п. Майский, аал. Чарков.

РЭС-3: г. Абаза.

Организационная структура предприятия представлена на рисунке 2.

Целью деятельности РЭС-1 является надежное и бесперебойное электроснабжение электрооборудования и электроустановок потребителей электрической энергией, поддержание рабочего состояния воздушных линий электропередач, кабельных линий, преобразовательных подстанций, оборудования.

Основные направления деятельности производственной базы РЭС-1:

– обеспечение надежной и экономичной работы всех устройств и оборудования, находящихся на балансе РЭС, осуществление мер по предупреждению отказов, браков в работе и аварий, при выполнении ПТЭ и требований ПТБ;

– круглосуточное обеспечение потребителя электрической энергией надлежащего качества, подаваемой в необходимых объемах;

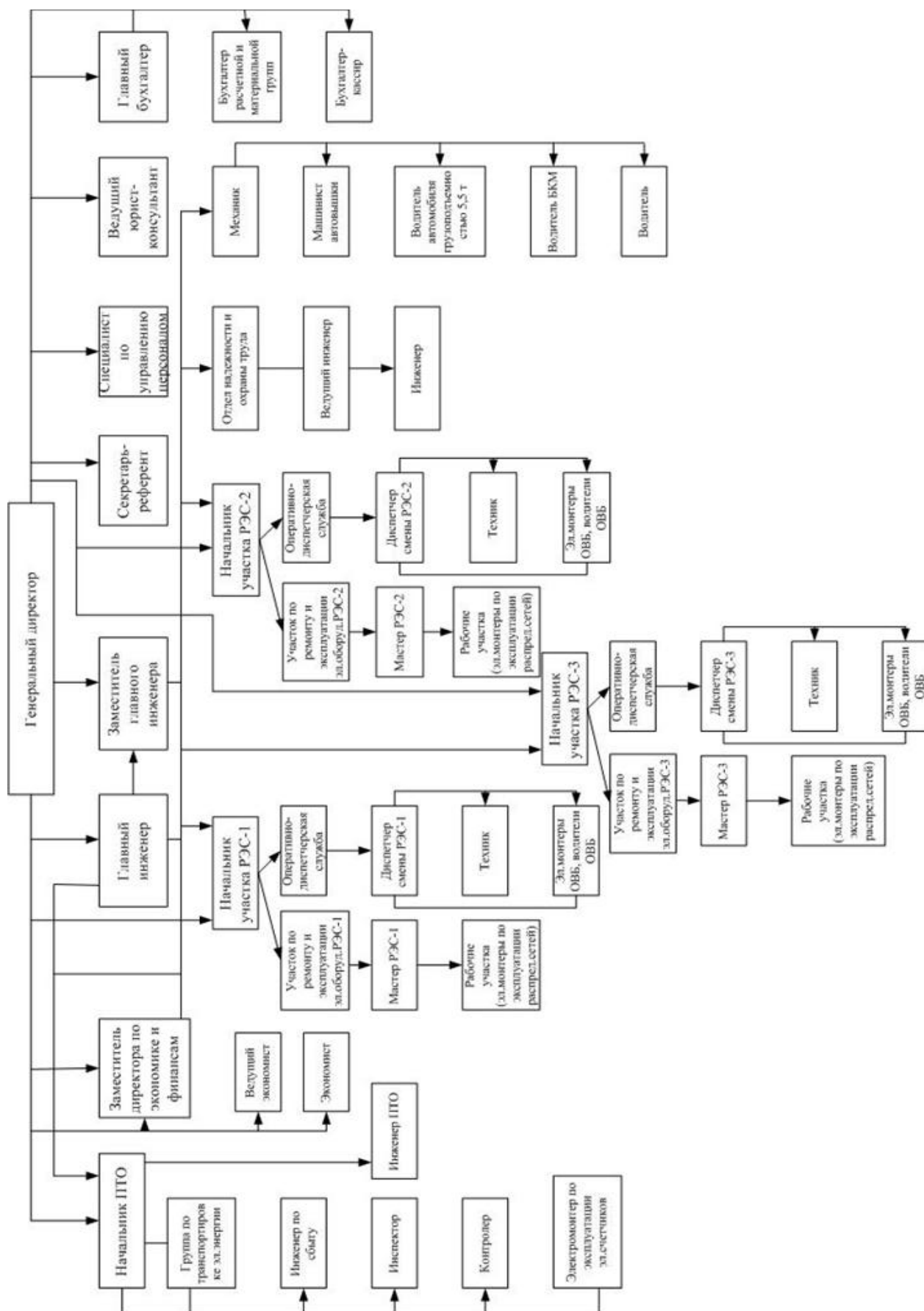


Рисунок 2 – Организационная структура РЭС-1

- контроль за экономичным расходом электроэнергии и соблюдением ПУЭ на предприятии и в районе деятельности РЭС;
- автоматизация учета электропотребления;
- проектирование систем электроснабжения на напряжении до и выше 1 кВ;
- реализация программ по техническому перевооружению и модернизации электрооборудования;
- разработка и учет электрических схем питающих и распределительных сетей;
- снижения потерь электроэнергии в сети путем оперативной оптимизации режимов ее работы;
- снижения времени ликвидации аварий в сетях;
- повышения качества и надежности функционирования линий электропередач;
- уменьшения аварийного недоотпуска электроэнергии.

На обслуживании участка РЭС-1 находится 90 трансформаторных подстанций 10-6/0,4 кВ, восемь из которых являются двухтрансформаторными, которые в свою очередь запитаны от ПС №26 «Калининская», ПС №34 «Насосная», ПС №11 «Искож», ПС №12 «Гидролизная», ПС №84 «Солнечная».

Однолинейная схема ПС №34 «Насосная 110/10» представлена ниже на рисунке 3.

Территория, входящая в зону обслуживания РЭС-1 составляет 52,5 км<sup>2</sup>.

Потребители электрической энергии в электрических сетях производственной базы РЭС-1 относятся преимущественно ко второй и третьей категориям надежности.

Количество точек технологического присоединения составляет 5614 единиц, в том числе:

- юридические лица (340);
- бюджетные учреждения (74);
- население (5200).

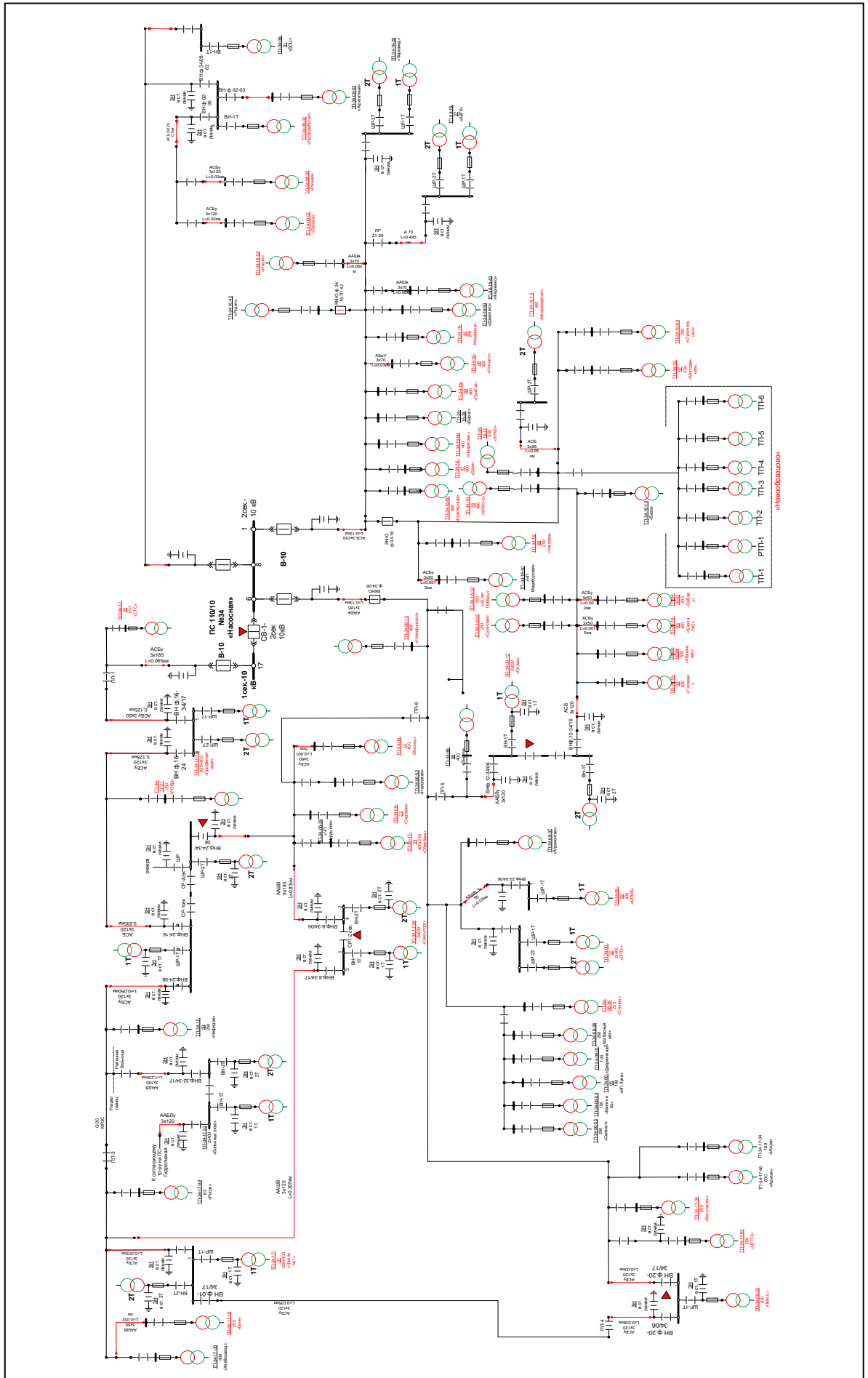


Рисунок 3 – Схема электрических соединений ПС №34 «Насосная 110/10»

## 2.2 Нормирование потерь электрической энергии на предприятии

Размер фактических потерь электрической энергии в электрических сетях определяется как разница между объемом электрической энергии, переданной в сеть и объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами, присоединенными к этой сети.

ООО «МРЭС» обязано оплачивать стоимость фактических потерь электрической энергии, возникших в принадлежащих им объектах, за вычетом стоимости потерь, учтенных в тарифах на электрическую энергию.

Ежегодно данное предприятие в Государственном комитете по тарифам и энергетике Республики Хакасия защищает разработанную цену (тариф) на электрическую энергию, в который заложена рассчитанная величина нормативных (плановых) потерь.

Нормативы потерь электрической энергии в электрических сетях ООО «МРЭС» устанавливаются в отношении совокупности линий электропередачи и всех объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих данному предприятию.

Нормативные (плановые) потери определяются на основе:

1. Технологических потерь электрической энергии (технические потери, расход электроэнергии на собственные нужды, потери, обусловленные инструментальными погрешностями).

2. Сравнительного анализа потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям предприятия с дифференциацией по уровням напряжения.

Для анализа и оценки коммерческих потерь, которые обусловлены хищениями электроэнергии, несоответствием оплаты бытовыми потребителями показаниям счетчиков и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением электроэнергии, необходимы данные о нормативных (плановых) потерях на предприятии за период 2011-2016 г.г.

Необходимые данные представим в виде таблиц 1 и 2.

Таблица 1 – Плановые потери электроэнергии за 2011-2016 г.г. в целом по предприятию, %

Месяц/год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
Январь	29,11	27,06	29,52	25,45	31,66	28,99
Февраль	23,92	23,52	26,27	26,2	26,2	25,78
Март	26,14	25,5	25,27	25,19	25,19	25,23
Апрель	23,88	25	24,72	24,61	24,61	24,68
Май	22,83	21,5	21,07	20,96	20,96	21,07
Июнь	23,3	22,33	21,87	21,87	16,16	21,86
Июль	20,12	20,26	19,13	18,97	13,25	18,73
Август	22,17	20,54	19,49	19,35	18,51	19,1

Сентябрь	24,35	23,69	22,81	22,69	22,69	21,14
Октябрь	26,92	24,94	25	24,89	24,67	23,33

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
Ноябрь	27,41	24,86	24,25	24,16	24,16	21,67
Декабрь	25	25,16	24,51	24,55	31,2	21,24

Для анализа коммерческих потерь электрической энергии в электрических сетях производственной базы РЭС-1 будут использованы данные о плановых потерях электроэнергии по подстанциям, которые приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Плановые потери электроэнергии за период 2011-2016 г. г. по подстанциям, %

Наименование ПС	Отчетный год					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
ПС №12 «Гидролизная»	21,1	21,8	19,1	17,1	17,5	17,6
ПС №34 «Насосная»	23,9	18,9	16,9	14,9	12,9	15,9
ПС №11 «Искож»	20,9	18,4	26,6	21,7	20,7	19,4
ПС №26 «Калининская»	29,9	24,9	22,9	20,9	18,9	21,9
ПС №84 «Солнечная»	29,3	37,4	32,4	33,6	29,3	23,6
Прочие населенные пункты	28,5	26,6	24,7	25,4	21,4	19,2

При оценке коммерческих потерь воспользуемся данными, представленными в таблице 3.

Таблица 3 – Плановые потери электроэнергии за 2011-2016 г.г. ПС №34 «Насосная», %

Месяц/год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
Январь	29,11	27,06	29,52	29,45	31,66	28,99
Февраль	23,92	23,52	26,27	26,2	26,2	25,78
Март	26,14	25,5	25,27	25,19	25,19	25,23
Апрель	23,88	25	24,72	24,61	24,61	24,68
Май	22,83	21,5	21,07	20,96	20,96	21,07
Июнь	23,3	22,33	21,87	21,87	16,16	21,86
Июль	20,12	20,26	19,13	18,97	13,25	18,73
Август	22,17	20,54	19,49	19,35	18,51	19,1
Сентябрь	24,35	23,69	22,81	22,69	22,69	21,14
Октябрь	26,92	24,94	25	24,89	24,67	23,33
Ноябрь	27,41	24,86	24,25	24,16	24,16	21,67



Декабрь	30,57	25,16	24,51	24,55	31,2	21,24
---------	-------	-------	-------	-------	------	-------

### 2.3 Общая оценка эффективности деятельности ООО «МРЭС»

Основными показателями, характеризующими эффективность работы электросетевой организации являются:

- отпуск электрической энергии в сеть;
- потери электрической энергии в сети;
- полезный отпуск электрической энергии из сети;
- доход предприятия.

Пользуясь данными о технико-экономических показателях предприятия за период 2011-2016 г.г., был выполнен общий анализ работы ООО «МРЭС». При этом учитывались как фактические данные, так и плановые величины, разработанные планово-экономическим отделом предприятия, описанные ранее в пункте 2.2.

Данные для анализа представлены ниже в таблице 4.

Таблица 4 – Техничко-экономические показатели предприятия за период 2011-2016 г.г.

Год	План			Факт			Отклонение		
	Отпуск эл.энергии в сеть, тыс.кВт·ч	Потери эл.энергии в сети, тыс.кВт·ч	Потери эл.энергии в сети, %	Отпуск эл.энергии в сеть, тыс.кВт·ч	Потери эл.энергии в сети, тыс.кВт·ч	Потери эл.энергии в сети, %	Отпуск эл.энергии в сеть, тыс.кВт·ч	Потери эл.энергии в сети, тыс.кВт·ч	Потери эл.энергии в сети, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2011	127760	32767	25,6	126044	41607,8	33,01	-1716,5	8840,8	7,41
2012	181155	43755	24,15	197354	66846,8	33,87	16198,6	23091,8	9,71
2013	179580	43640	24,3	189808	59034	31,1	10228,2	15394	6,8
2014	179628	43508	24,22	190539	57447,4	30,15	10910,5	13939,4	5,93
2015	179585	43298	24,11	184107	49366,4	27,81	4522,35	6068,4	3,7
2016	188662	43849	23,24	206604	54343,9	26,3	17942,3	10494,9	3,06

Согласно данных, описанных выше, построим графики изменения в течение шести лет фактического отпуска электрической энергии в сеть и фактических потерь, а также их плановых величин. Полученный график представлен ниже на рисунке 4.

Начиная с 2012 года фактический отпуск в сеть превышает запланированный как следствие ежегодного превышения фактических потерь электроэнергии над плановыми.

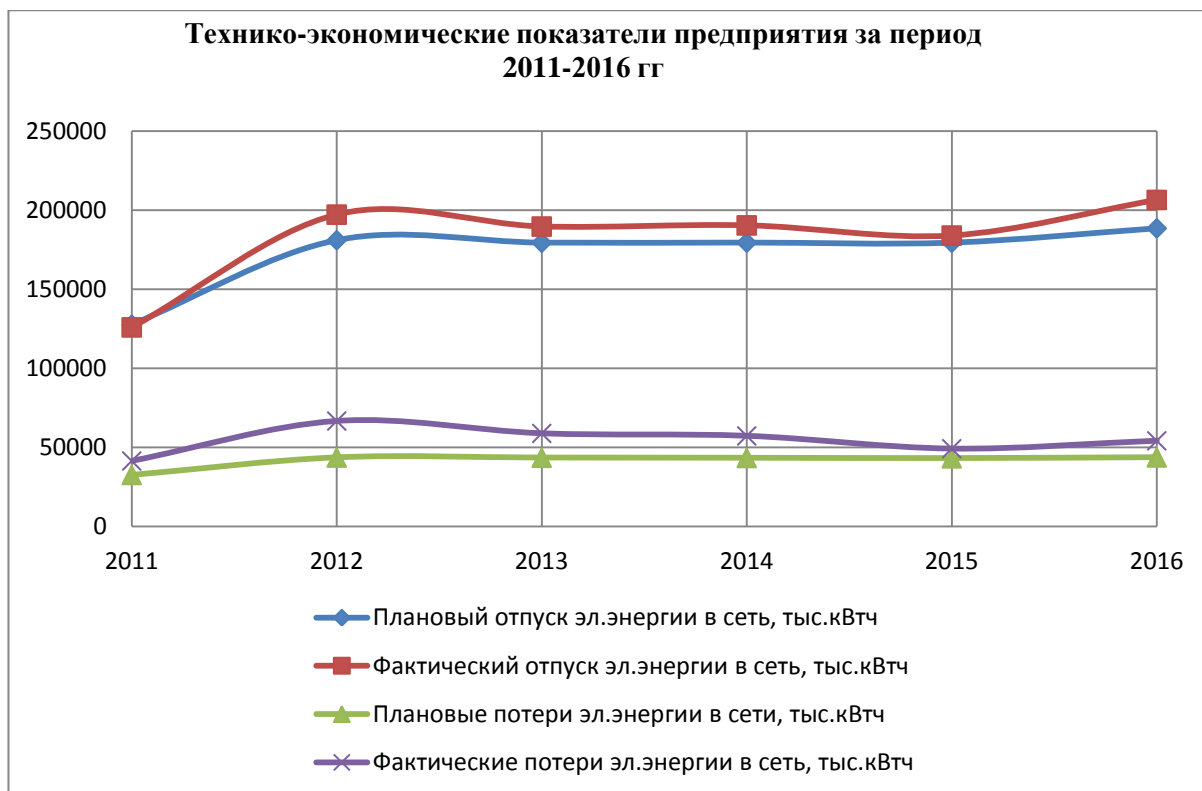


Рисунок 4 – Анализ основных показателей деятельности предприятия за 2011-2016 гг.

Потери электрической энергии в % от отпуска в сеть, а также их отклонение от нормы представлены на рисунках 5 и 6.



Рисунок 5 – Потери электрической энергии в сети

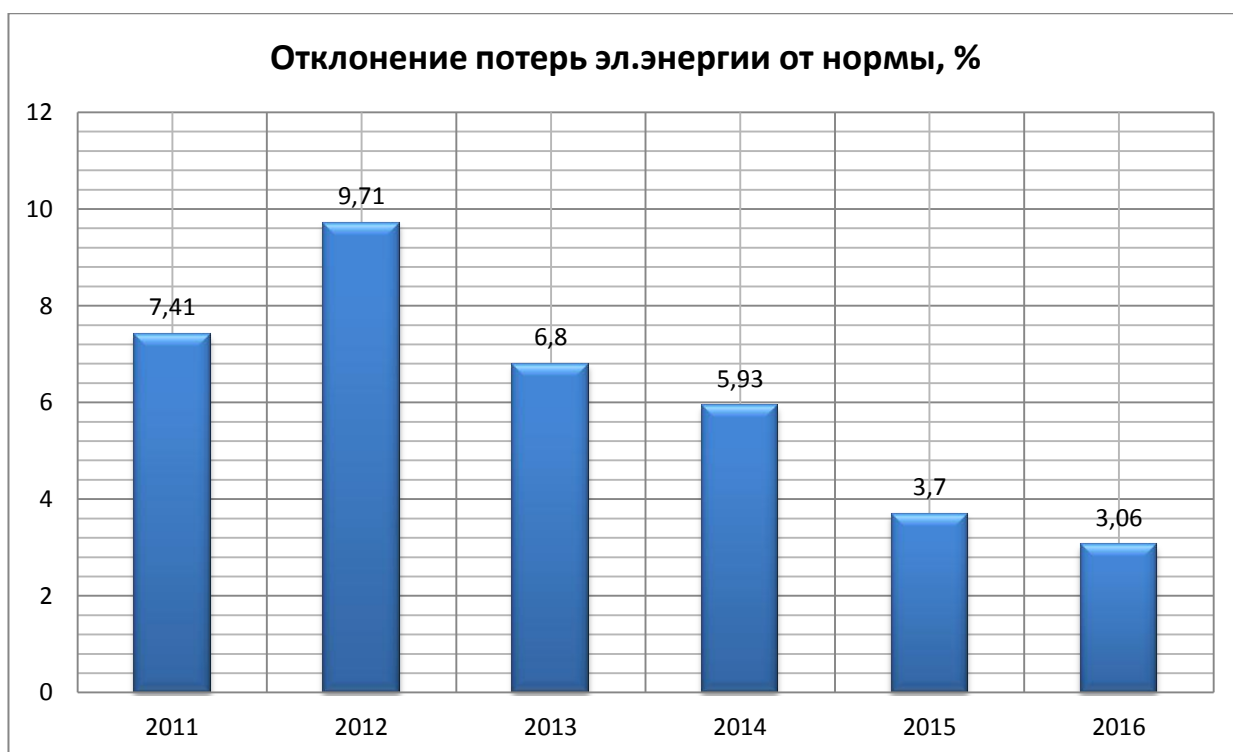


Рисунок 6 – Отклонение потерь электрической энергии от нормы

Несмотря на то, что ежегодно фактические потери в сетях предприятия превышают запланированную величину, с 2012 года наблюдается тенденция по снижению величины фактических потерь. Отклонение потерь электрической энергии от нормы за четыре года снизилось на 6,65 % и на конец 2016 года составило 26 % от фактического отпуска электроэнергии в сеть, что говорит об эффективности работы предприятия.

Еще одним не менее важным показателем деятельности предприятия является его доход. Сводные данные о величине выручки предприятия представлены в таблице 2.3.2 и на рисунке 2.3.4.

Таблица 5 – Выручка предприятия за 2011-2016 г.г.

Год	Выручка, тыс.руб		
	План	Факт	Отклонение
1	2	3	4
2011	87477,3	80501	6976,3
2012	164446,99	127735,43	36711,56
2013	182616,54	158188,6	24427,94
2014	182036,86	173817,16	8219,7
2015	213168,06	205663,6	7504,46
2016	180987,37	173042,07	7945,3



Рисунок 7 – Выручка предприятия за период 2011-2016 г.г.

Результатом работы ООО «МРЭС» является полученная прибыль, большую долю которой составляет выручка от основного вида деятельности, т.е. транспортировки электрической энергии. В 2012-2013 г.г. фактическая выручка много меньше запланированной. Начиная с 2014 г. Видна положительная тенденция – отклонение плана от факта начинает количественно уменьшаться и к концу 2016 г. Составило 7945,3 тыс.руб. в 4,62 раза меньше, чем в 2012 г., что говорит о существенных результатах от проделанной работы предприятием за 6 лет и готовности его к продолжению дальнейшей эффективной деятельности.

#### **2.4 Анализ коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях производственной базы РЭС-1**

Для анализа коммерческих потерь в электрических сетях производственной базы РЭС-1 выделим пять крупных подстанций, питающих наибольшую часть потребителей, остальных отнесем к «прочим населенным пунктам». Результаты сбора данных за период 2011-2016 г.г., необходимых для анализа приведен ниже в таблице 5.

Таблица 6 – Фактические данные о потерях по подстанциях РЭС-1

Наименование ПС	Отпущенная э/э, тыс.кВт	Отчетный период					
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС №12 "Гидролизная"	Всего, в том числе:	45010,6	48207,0	41966,1	44517,1	41048,3	41141,8

## Окончание таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС №12 "Гидролизная "	Всего, в том числе:	45010,6	48207,0	41966,1	44517,1	41048,3	41141,8
	юр. лица	16596,9	17339,9	18605,8	18324,8	19766,8	19021,8
	бюджет,	1837,0	1378,8	913,2	1098,8	941,3	1495,0
	население	14612,3	16699,3	14376,0	15210,9	13697,0	13149,6
	факт. потери	11964,3	12788,9	8071,0	9882,6	6643,2	7475,5
ПС №34 "Насосная"	Всего, в том числе:	62309,3	70793,8	64219,3	62345,3	59849,5	62682,0
	юр. лица	12582,4	15190,2	12737,1	12926,3	12058,8	11289,7
	бюджет,	4707,9	5020,6	4657,7	3697,6	4010,7	4446,7
	население	21245,5	24377,3	23313,9	24745,2	25931,5	26717,0
	факт. потери	23773,5	26205,8	23510,6	20976,2	20848,5	22228,6
ПС №11 "Искож"	Всего, в том числе:	6552,5	64492,6	61470,6	60319,5	58045,4	59094,2
	юр. лица	1717,2	21688,6	20209,7	18782,9	17367,0	16932,9
	бюджет,	365,5	2964,4	2779,0	3066,4	3362,6	2815,4
	население	1957,8	18596,2	17983,8	18948,9	19286,0	19366,1
	факт. потери	2512,0	21243,4	20498,2	19521,4	18029,8	19979,7
ПС №26 "Калининская "	Всего, в том числе:	609,8	5658,9	5257,3	5682,9	5765,8	5398,9
	юр. лица	159,2	1236,3	1194,6	1241,0	1051,4	885,7
	бюджет,	3,8	76,8	65,8	111,6	95,2	146,7
	население	317,7	3076,9	2945,2	3104,9	2971,5	2950,2
	факт. потери	129,1	1269,0	1051,7	1225,4	1647,6	1416,4
ПС №84 "Солнечная"	Всего, в том числе:	6545,1	7931,7	7442,8	7914,7	7732,7	8121,1
	юр. лица	1288,4	1329,0	1286,3	1187,5	1050,2	1028,3
	бюджет,	276,2	198,4	187,1	150,9	193,3	268,0
	население	2924,1	3422,3	3495,0	3823,7	4059,6	4520,0
	факт. потери	2056,4	2982,1	2474,4	2752,6	2429,6	2304,9
Прочие населенные пункты	Всего, в том числе:	40073,2	38674,5	37698,7	38123,5	36818,7	40569,9
	юр. лица	7733,3	7523,7	7206,9	7289,9	6995,3	7821,3
	бюджет,	30073,2	38674,5	37698,7	38123,5	36818,7	40569,9
	население	7925,6	7655,7	7734,0	7849,4	7583,2	8654,1
	факт. потери	17779,7	7108,8	6530,2	6688,6	6296,6	7303,0

Для анализа коммерческих потерь, построим график изменения потерь по подстанциям в течение 6 лет (рисунок 8).

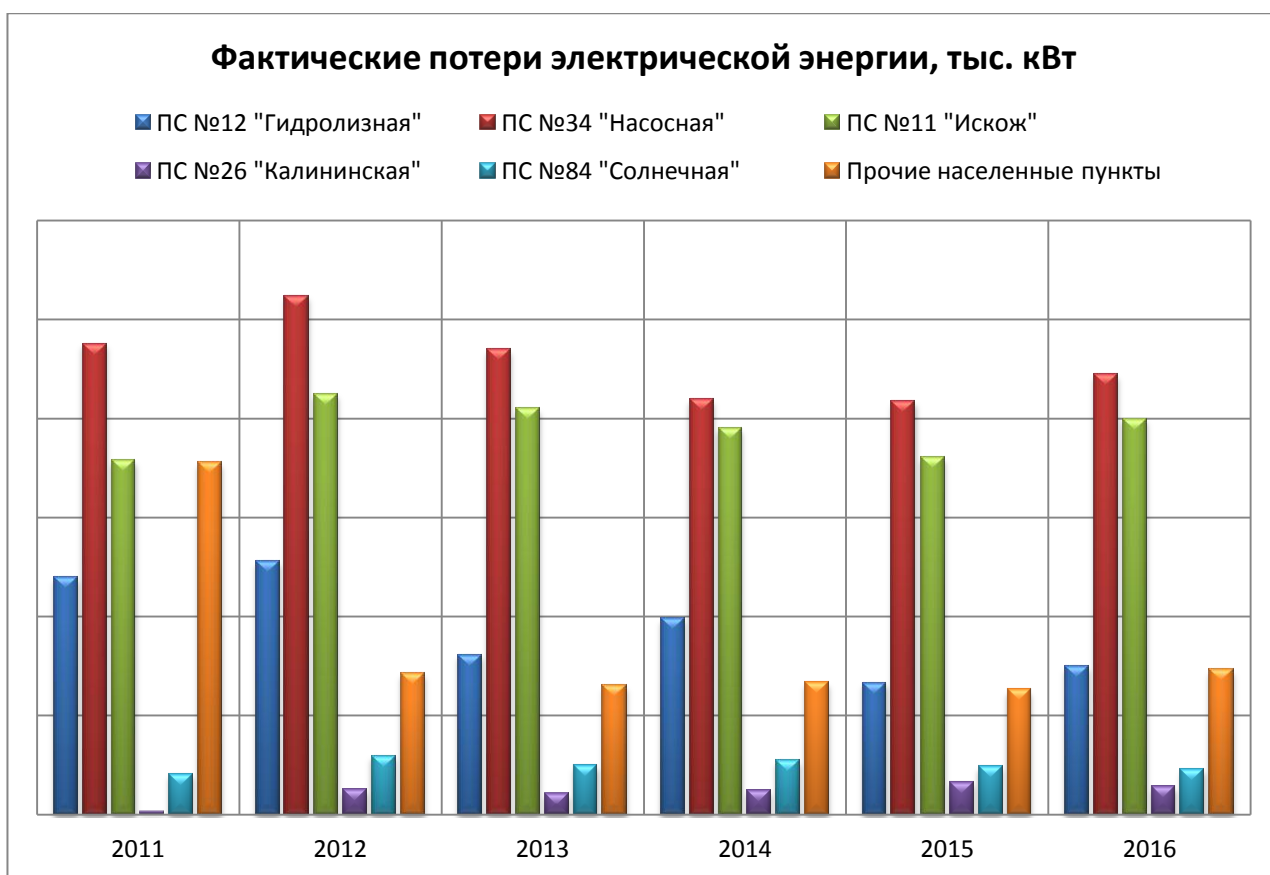


Рисунок 8 – Потери электрической энергии по подстанциям за 6 лет

Очевидно, что подстанцией на выходе которой концентрируется наибольший объем потерь является ПС №34 «Насосная» (рисунок 8).

Для дальнейшей оценки сделаем анализ отклонения фактических потерь от нормативных. Данные для анализа указаны в таблице 6.

Таблица 6 – Потери по подстанциям за 2011-2016 г.г.

Наименование ПС	Показатель	Отчетный период					
		2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС №12 «Гидролизная»	Отпущенная э/э, тыс.кВт	45010,61	48206,95	41966,07	44517,08	41048,31	41141,85
	Фактические потери, тыс.кВт	11964,32	12788,94	8071,02	9882,56	6643,25	7475,50
	Фактические потери, %	26,58	26,53	19,23	22,20	16,18	18,17
	Плановые потери, %	21,1	21,8	19,1	17,1	17,5	17,6
ПС №34 «Насосная»	Отпущенная э/э	62309,29	70793,81	64219,30	62345,31	62849,50	64682,00
	Фактические потери	23773,48	26205,75	23510,61	20976,18	20848,50	22228,60
	Фактические потери, %	38,15	37,02	36,61	33,65	33,17	34,37
	Плановые потери, %	23,9	18,9	16,9	14,9	12,9	15,9
ПС №11 «Искож»	Отпущенная э/э	65524,87	64492,64	61470,63	60319,52	58045,42	59094,16

Окончание таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
	Фактические потери	17895,30	21243,44	20498,15	19521,38	18029,84	19979,74
	Фактические потери, %	27,31	32,94	33,35	32,36	31,06	33,81
	Плановые потери, %	20,9	18,4	26,6	21,7	20,7	19,4
ПС №26 "Калининская"	Отпущенная э/э	609,84	5658,91	5257,30	5682,91	5765,75	5398,89
	Фактические потери	129,10	1268,97	1051,72	1225,45	1647,62	1416,37
	Фактические потери, %	21,17	22,42	20,00	21,56	28,58	26,23
	Плановые потери, %	29,9	24,9	22,9	20,9	18,9	21,9
ПС №84 "Солнечная"	Отпущенная э/э	6545,12	7931,71	7442,81	7914,70	7732,74	8121,13
	Фактические потери	2056,44	2982,13	2474,42	2752,62	2429,59	2304,91
	Фактические потери, %	31,42	37,60	33,25	34,78	31,42	28,38
	Плановые потери, %	29,3	37,4	32,4	33,6	29,3	23,6
Прочие населенные пункты	Отпущенная э/э	40073,24	38674,53	37698,71	38123,49	36818,70	40569,86
	Фактические потери	17779,67	7108,84	6530,17	6688,60	6296,60	7302,97
	Фактические потери, %	44,37	18,38	17,32	17,54	17,10	18,00
	Плановые потери, %	28,5	26,6	24,7	25,4	21,4	19,2

Результаты анализа отклонения фактических потерь от норматива представлены в виде графика на рисунке 9.



Рисунок 9 – Отклонение фактических потерь от плановых за 2011-2016 г.г.

Процент фактических потерь считаем от отпущенной электроэнергии в сеть. Отклонение получаем путем разности процента фактических потерь и плановых (заданных нормативом).

Отклонение фактических потерь от плановых также ярко выражено на данной подстанции. Самая большая величина приходится на 2015 год – 20,27 %, в 2016 году наблюдается незначительное снижение, что связано с частичным выносом приборов учета у населения на границу балансовой принадлежности. Но в целом, тенденцию нельзя назвать положительной, поскольку отклонение достаточно велико по сравнению с другими подстанциями.

Для наглядности представим результаты долю коммерческих потерь каждой ПС за 2016 г. в виде диаграммы (рисунок 10).

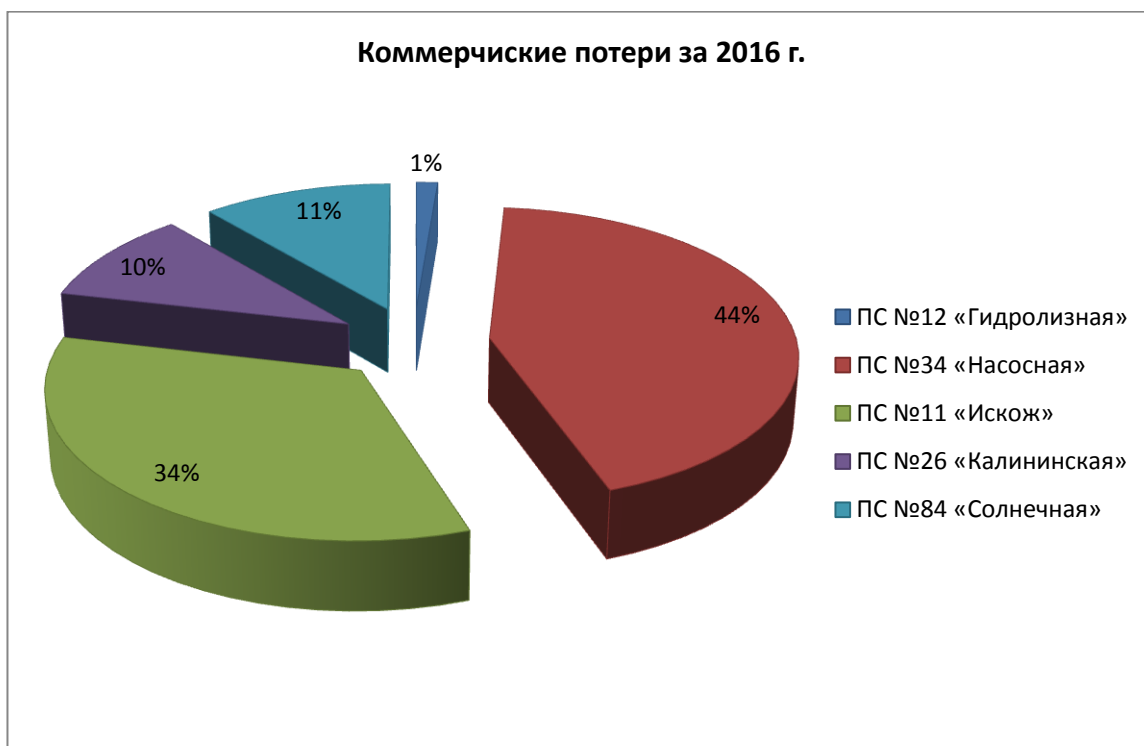


Рисунок 10 – Коммерческие потери по подстанциям за 2016 г.

Наибольшая доля отклонения фактических потерь электрической энергии от плановых приходится ПС №34 «Насосная».

В связи с этим, ПС №34 «Насосная 110/10 кВ» рассматриваем в качестве объекта для более детального анализа и оценки коммерческих потерь в сетях производственной базы РЭС-1.

## **2.5 Анализ и оценка коммерческих потерь ПС №34 «Насосная 110/10 кВ»**

В данной работе была выделена подстанция с наибольшими потерями электрической энергии за период 2011-2016 гг, питающая потребителей сельскохозяйственного назначения: ПС №34 «Насосная 110/10 кВ».

Подстанция представлена двумя классами напряжения: 110 и 10 кВ.



От ПС №34 «Насосная 110/10 кВ» запитано 32 трансформаторные подстанции, расположенные на территории р.п.Усть-Абакан. Перечень ТП и поопорные схемы представлены в приложении.

В качестве исходных данных при анализе используются данные о нормативных потерях и выкладки из годовых отчетов о полезном отпуске и фактических потерях на предприятии, представленные в таблице 7.

Таблица 7 – Данные для анализа коммерческих потерь ПС №34 «Насосная»

Месяц	Показатель	Отчетный период					
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7	8
Январь	Отпуск в сеть, кВт	8873874	8310324	8031992	8052252	6947386	7897008
	Фактические потери, кВт	3833023	3614767	3216545	3752570	2469202	3517971
	Фактические потери, %	43,19	43,50	40,05	46,60	35,54	44,55
	Плановые потери, %	29,11	27,06	29,52	29,45	31,66	28,99
	Отклонение, %	14,08	16,44	10,53	17,15	3,88	15,56
Февраль	Отпуск в сеть, кВт	6957416	8582380	7550382	7111426	6349728	7018676
	Фактические потери, кВт	3435043	3899629	3163951	2833758	2317789	2314395
	Фактические потери, %	49,37	45,44	41,90	39,85	36,50	32,97
	Плановые потери, %	23,92	23,52	26,27	26,20	26,20	25,78
	Отклонение, %	25,45	21,92	15,63	13,65	10,30	7,19
Март	Отпуск в сеть, кВт	6807324	7284996	6836866	5908476	6043062	6147844
	Фактические потери, кВт	3118516	3034972	2864722	2084750	2120840	1981220
	Фактические потери, %	45,81	41,66	41,90	35,28	35,10	32,23
	Плановые потери, %	26,14	25,50	25,27	25,19	25,19	25,23
	Отклонение, %	19,67	16,16	16,63	10,09	9,91	7,00
Апрель	Отпуск в сеть, кВт	4437100	5095952	4990424	4288228	4523458	4520328
	Фактические потери, кВт	1657733	1679066	1785016	1107480	925987	1001078
	Фактические потери, %	37,36	32,95	35,77	25,83	20,47	22,15
	Плановые потери, %	23,88	25,00	24,72	24,61	24,61	24,68
	Отклонение, %	13,48	7,95	11,05	1,22	-4,14	-2,53
Май	Отпуск в сеть, кВт	3786516	4157668	4536904	4437286	3839028	4221642
	Фактические потери, кВт	848799	958983	1485571	1211517	600238	985394
	Фактические потери, %	22,42	23,07	32,74	27,30	15,64	23,34
	Плановые потери, %	22,83	21,50	21,07	20,96	20,96	21,07
	Отклонение, %	-0,41	1,57	11,67	6,34	-5,32	2,27
Июнь	Отпуск в сеть, кВт	2797950	2944406	3281728	3471174	3235624	3186768
	Фактические потери, кВт	435754	393223	321655	200583	275344	118315
	Фактические потери, %	15,57	13,35	9,80	5,78	8,51	3,71
	Плановые потери, %	23,30	22,33	21,87	21,87	16,16	21,86
	Отклонение, %	-7,73	-8,98	-12,07	-16,09	-7,65	-18,15
Июль	Отпуск в сеть, кВт	2911474	3010314	3051763	3007492	3205596	3215392
	Фактические потери, кВт	689687	237964	400310	331076	416933	511072
	Фактические потери, %	23,69	7,90	13,12	11,01	13,01	15,89
	Плановые потери, %	20,12	20,26	19,13	18,97	13,25	18,73

Окончание таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
	Отклонение, %	3,57	-12,36	-6,01	-7,96	-0,24	-2,84
Август	Отпуск в сеть, кВт	2955558	3173986	3143297	3057128	3234152	3361304
	Фактические потери, кВт	434895	976394	522068	603845	558208	780268
	Фактические потери, %	14,71	30,76	16,61	19,75	17,26	23,21
	Плановые потери, %	22,17	20,54	19,49	19,35	18,51	19,10
	Отклонение, %	-7,46	10,22	-2,88	0,40	-1,25	4,11
Сентябрь	Отпуск в сеть, кВт	3875172	3891304	4468090	4371146	4168910	3798576
	Фактические потери, кВт	1043559	1465336	1845141	1413892	1216655	1018618
	Фактические потери, %	26,93	37,66	41,30	32,35	29,18	26,82
	Плановые потери, %	24,35	23,69	22,81	22,69	22,69	21,14
	Отклонение, %	2,58	13,97	18,49	9,66	6,49	5,68
Октябрь	Отпуск в сеть, кВт	4727682	5578364	5512110	5289240	5077412	5844846
	Фактические потери, кВт	1855736	5578364	2300592	2000212	2059379	2464966
	Фактические потери, %	39,25	37,02	41,74	37,82	40,56	42,17
	Плановые потери, %	26,92	24,94	25,00	24,89	24,67	23,33
	Отклонение, %	12,33	12,08	16,74	12,93	15,89	18,84
Ноябрь	Отпуск в сеть, кВт	6382890	6550083	6045574	6144274	6505432	6506390
	Фактические потери, кВт	2905077	2823095	2577731	2438072	2538059	2567787
	Фактические потери, %	45,51	43,10	42,64	39,68	39,01	39,47
	Плановые потери, %	27,41	24,86	24,25	24,16	24,16	21,67
	Отклонение, %	18,10	18,24	18,39	15,52	14,85	17,80
Декабрь	Отпуск в сеть, кВт	7796330	9269624	6770172	7207192	6719738	6963240
	Фактические потери, кВт	3515661	4613978	3027307	2998427	2349842	2967541
	Фактические потери, %	45,09	49,78	44,72	41,60	34,97	42,62
	Плановые потери, %	30,57	25,16	24,51	24,55	31,20	21,24
	Отклонение, %	14,52	24,62	20,21	17,05	3,77	21,38

В ходе анализа были построены графики изменения фактических и плановых потерь в течение года за шестилетний период. Полученные графики изображены на рисунках 11-16.

Исходя из графика видно (рисунок 11), что наибольшая величина потерь приходится на зимние месяцы. Наибольшее отклонение фактических потерь от нормативных преимущественно на холодное время года. Коммерческие потери достигают максимума в феврале 2011 года и составляют 25,45%.

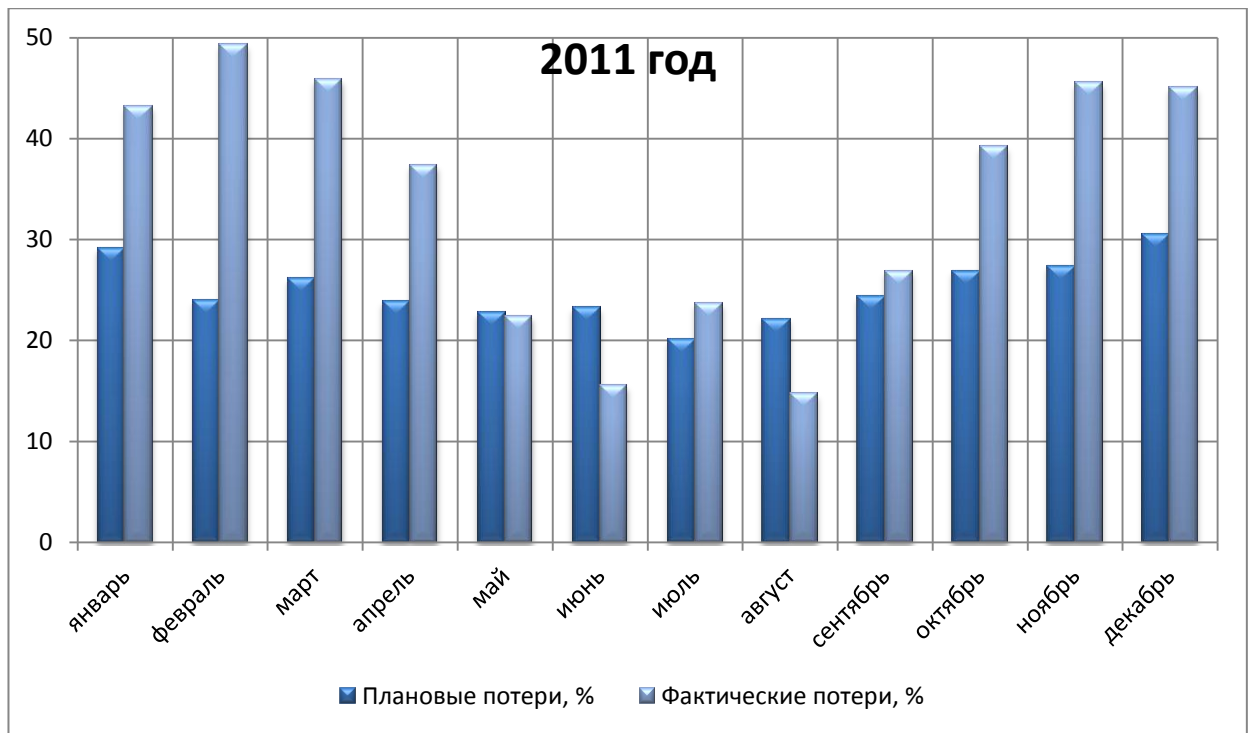


Рисунок 11 – Потери ПС №34 «Насосная», 2011 г.

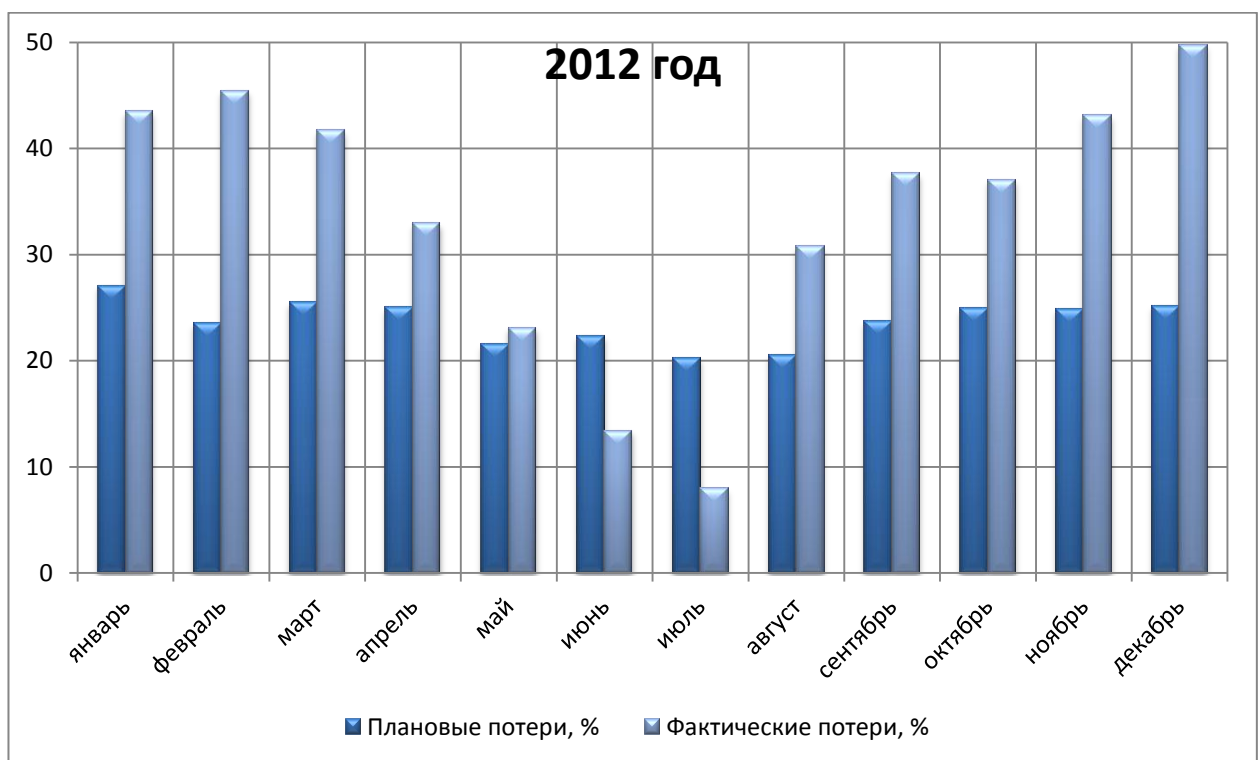


Рисунок 12 – Потери ПС №34 «Насосная», 2012 г.

В 2012 году наблюдается аналогичная ситуация. Коммерческие потери достигают максимума в декабре и составляют 24,26%.

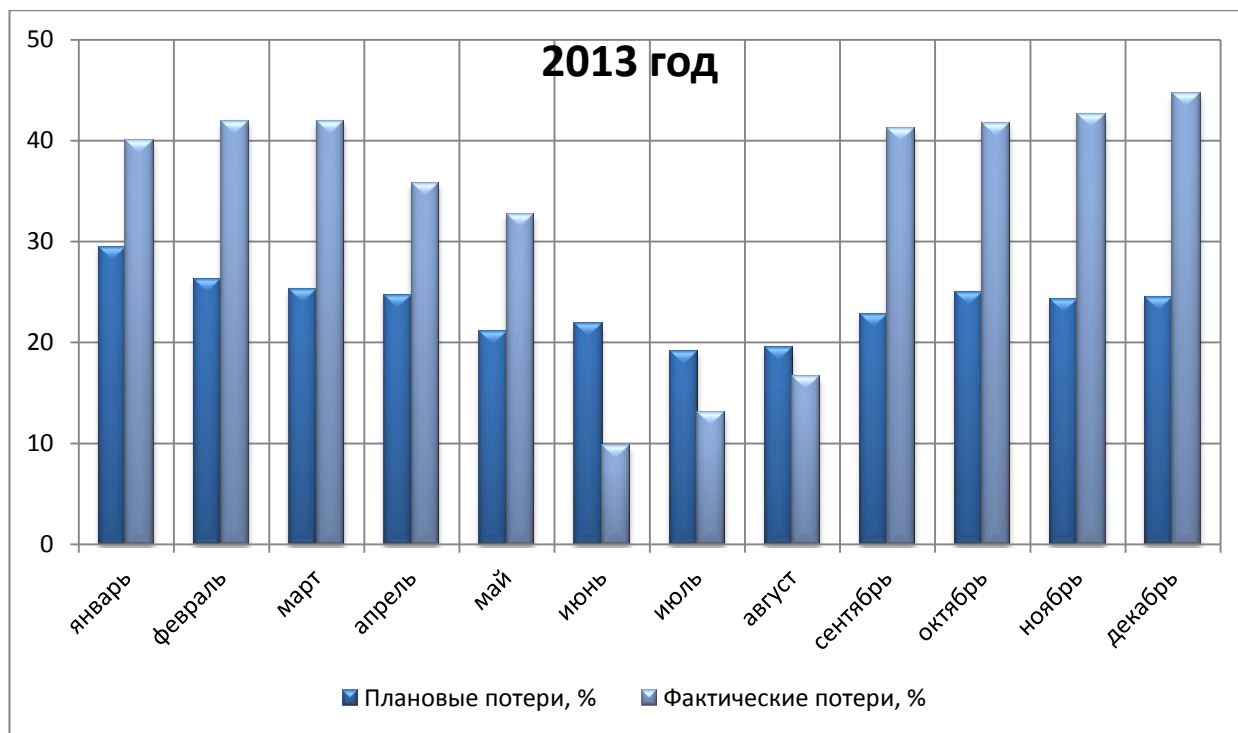


Рисунок 13 – Потери ПС №34 «Насосная», 2013 г.

На данном графике наблюдается небольшое снижение коммерческих потерь в первом квартале, а в третьем квартале идет прирост. В 2014-2016 г.г. ситуация не меняется (рисунки 14-16).

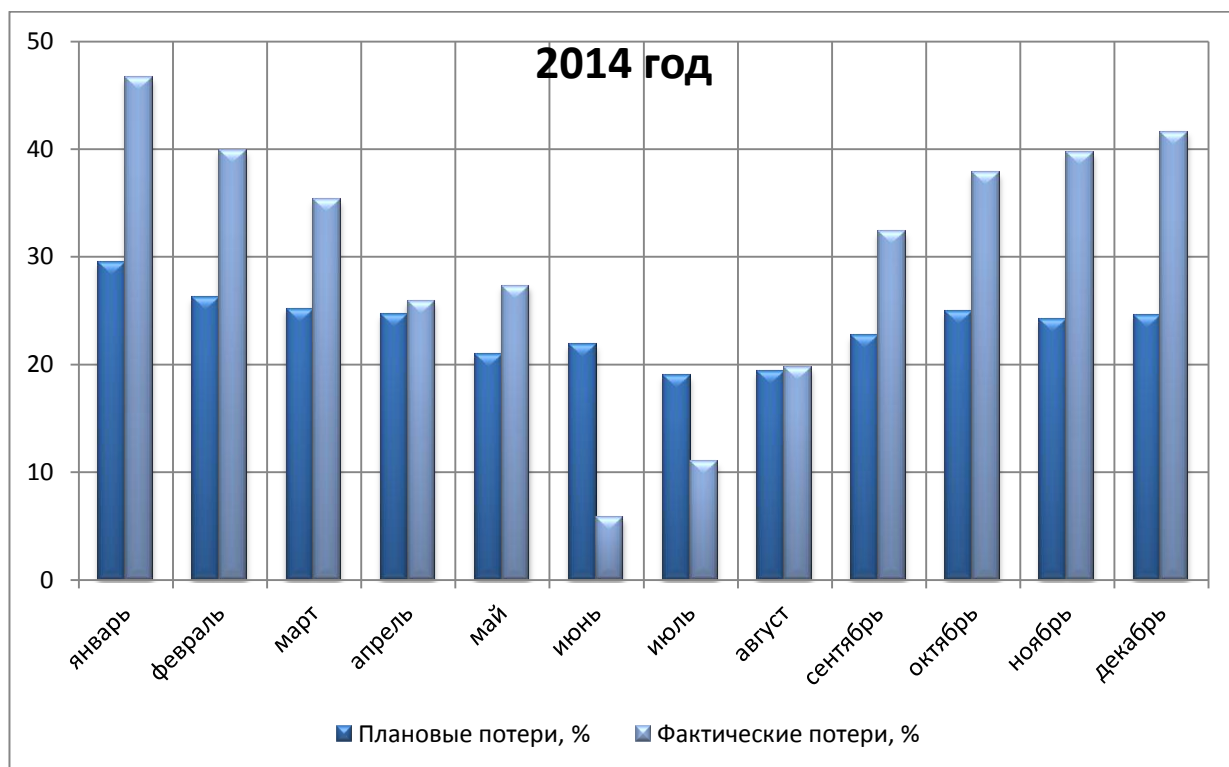


Рисунок 14 – Потери ПС №34 «Насосная», 2014 г.

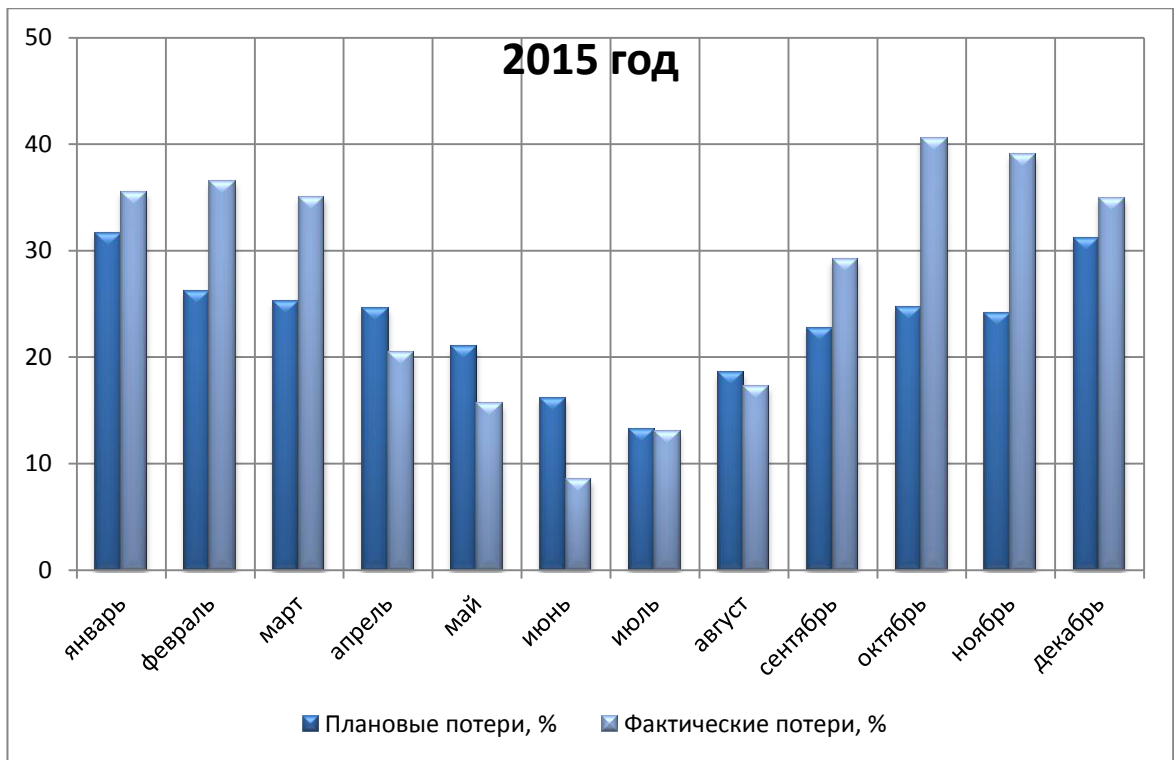


Рисунок 15 – Потери ПС №34 «Насосная», 2015 г.

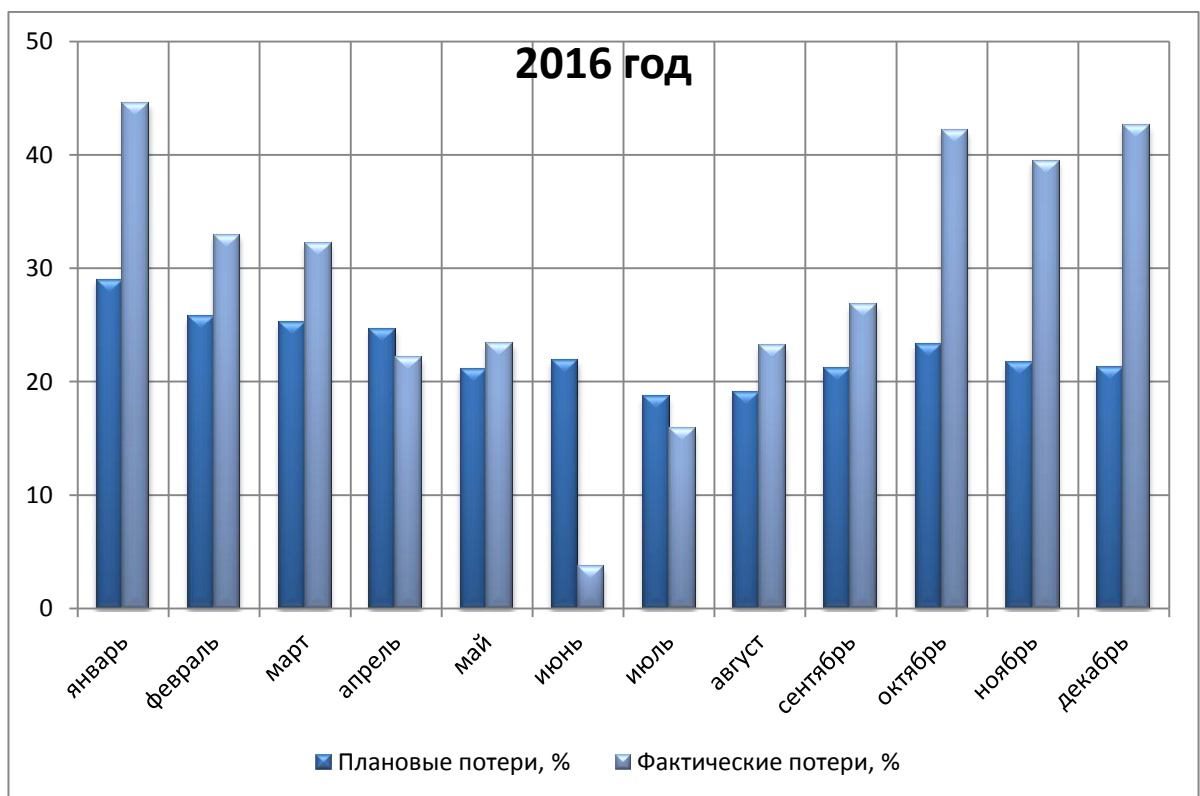


Рисунок 16 – Потери ПС №34 «Насосная», 2016 г.

Проанализировав фактические и плановые потери и процент их отклонения, в целом, за период 2011-2016 г.г., можно сделать вывод, что величина недоучета электроэнергии преобладает в зимний период (рисунок 17).

Это может быть связано с увеличением нагрузки в холодное время года и как следствие хищением электрической энергии, преимущественно у бытовых потребителей.



Рисунок 17 – Потери ПС №34 «Насосная», 2011-2016 г.г.

Видно, что наибольшая величина коммерческих потерь приходится на IV квартал (октябрь, ноябрь, декабрь) – 48% и I квартал (январь, февраль, март) – 41%.

Для более детальной оценки коммерческих потерь и анализа причин их возникновения, проследим их изменение по месяцам в течение шести лет.

Данные по месяцам выделим в таблицы 8-13. Результаты представим на рисунках 17-22.

Таблица 8 – Потери электроэнергии за январь 2011-2016 г.г.

Показатель	Отчетный период					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
Фактические потери, %	43,19	43,50	40,05	46,60	35,54	44,55
Плановые потери, %	29,11	27,06	29,52	29,45	28,67	28,99
Отклонение, %	14,08	16,44	10,53	17,15	6,87	15,56

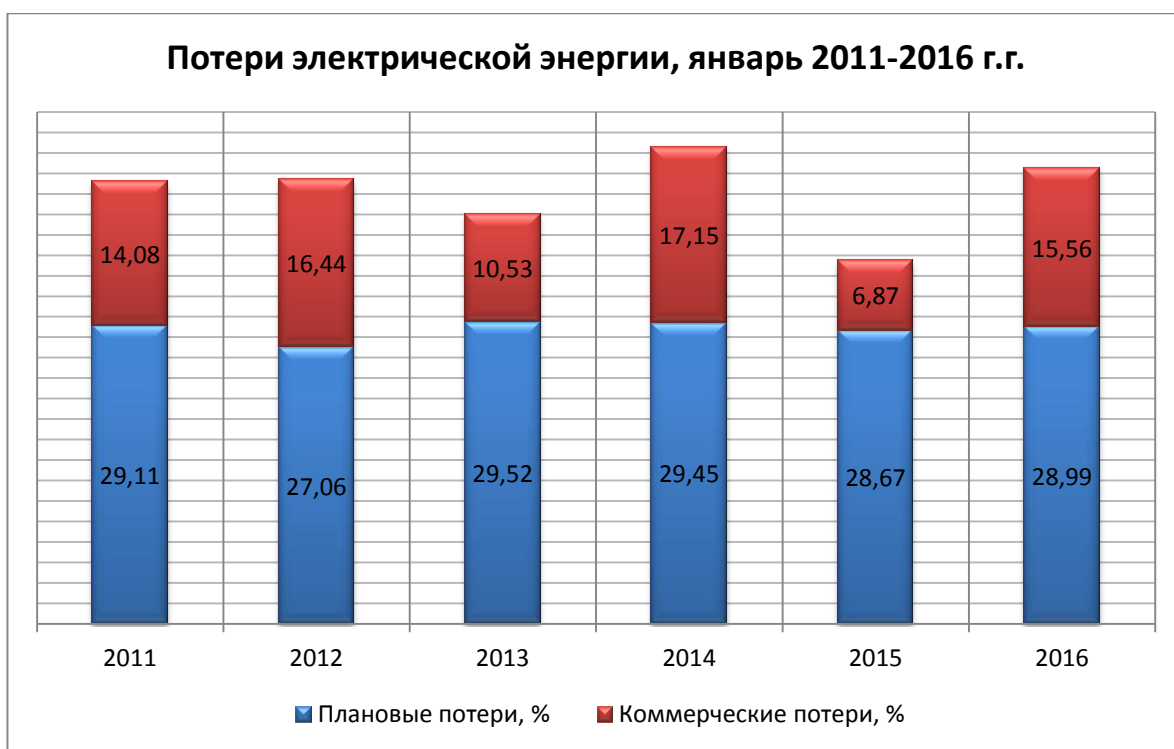


Рисунок 17 – Потери электроэнергии на ПС №34, январь 2011-2016 г.г.

В январе 2015 года заметно существенное снижение коммерческих потерь. Это произошло в связи с тем, что в ноябре 2014 года были произведены работы по выносу приборов учета на границу балансовой принадлежности у части потребителей, запитанных от фидера 34-16. В январе 2016 года происходит рост потерь, в связи с участвовавшими хищениями электроэнергии.

Таблица 9 – Потери электроэнергии за февраль 2011-2016 г.г.

Показатель	Отчетный период					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
Фактические потери, %	49,37	45,44	41,90	39,85	36,50	32,97
Плановые потери, %	23,92	23,52	26,27	26,20	26,20	25,78
Отклонение, %	25,45	21,92	15,63	13,65	10,30	7,19

Из рисунка 18 видно, что в феврале наблюдается снижение коммерческих потерь. К 2016 году потери снизились в 3,5 раза (с 25,45% до 7,19%).



Рисунок 18 – Потери электроэнергии на ПС №34, февраль 2011-2016 г.г.

Таблица 10 – Потери электроэнергии за март 2011-2016 г.г.

Показатель	Отчетный период					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
Фактические потери, %	45,81	41,66	41,90	35,28	35,10	32,23
Плановые потери, %	26,14	25,50	25,27	25,19	25,19	25,23
Отклонение, %	19,67	16,16	16,63	10,09	9,91	7,00



Рисунок 19 – Потери электроэнергии на ПС №34, март 2011-2016 г.г.



В 2015 году наблюдается существенное уменьшение коммерческой потерь до 6,87 % по сравнению с аналогичным периодом остальных лет.

Таблица 11 – Потери электроэнергии за октябрь 2011-2016 г.г.

Показатель	Отчетный период					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
Фактические потери, %	39,25	37,02	41,74	37,82	40,56	42,17
Плановые потери, %	26,92	24,94	25,00	24,89	24,67	23,33
Отклонение, %	12,33	12,08	16,74	12,93	15,89	18,84



Рисунок 20 – Потери электроэнергии на ПС №34, октябрь 2011-2016 г.г.

В октябре наблюдается в целом стабильная высокая величина коммерческих потерь, с незначительными изменениями в течение анализируемого периода.

Таблица 12 – Потери электроэнергии за ноябрь 2011-2016 г.г.

Показатель	Отчетный период					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
Фактические потери, %	45,51	43,10	42,64	39,68	39,01	39,47
Плановые потери, %	27,41	24,86	24,25	24,16	24,16	21,67
Отклонение, %	18,10	18,24	18,39	15,52	14,85	17,80



Рисунок 21 – Потери электроэнергии на ПС №34, ноябрь 2011-2016 г.г.

В ноябре 2014 года произошло небольшое снижение коммерческих потерь (на 3%) и в течение следующих трех лет остается на прежнем уровне.

Таблица 13 – Потери электроэнергии за декабрь 2011-2016 г.г.

Показатель	Отчетный период					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
Фактические потери, %	45,09	49,78	44,72	41,60	34,97	42,62
Плановые потери, %	30,57	25,16	24,51	24,55	23,41	21,24
Отклонение, %	14,52	24,62	20,21	17,05	3,77	21,38



Рисунок 22 – Потери электроэнергии на ПС №34, декабрь 2011-2016 г.г.

Декабрь является наиболее показательным месяцем. Так как величина коммерческих потерь в целом по ПС достигает своего максимума (24,62 %). В 2015 году наблюдается снижение в связи с мероприятиями, произведенными предприятием, но к 2016 году потери достигают 21,38 %.

Анализ рассматриваемого периода по сезонам показал, что возрастает доля летней нагрузки с одновременным снижением летних фактических потерь.

Слабая коррелированность фактических потерь с отпуском электроэнергии в сеть вызвана коммерческими потерями, причем они имеют наибольшие значения в отопительный сезон.

Анализ также показал, что коммерческие потери изменяются в достаточно широких пределах, при этом имеют определенную зависимость. На протяжении рассматриваемого периода 2011-2016 г.г. коммерческие потери имели тенденцию к существенному снижению с апреля по июнь, в июле начинался медленный рост потерь, достигающий своего максимума в декабре каждого года.

По результатам анализа выявлено, что устойчиво высокий уровень коммерческих потерь удерживается в период с октября по апрель включительно. В период с апреля по ноябрь происходит существенное снижение потерь с минимально устойчивым уровнем. Это свидетельствует о явном сезонном характере распределения коммерческих потерь электрической энергии в течение года.

Для оценки структуры коммерческих потерь, проанализируем величину потерь электрической энергии в зависимости от уровня напряжения. Данные о фактических потерях, дифференцированные по уровню напряжения приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Потери электроэнергии ПС №34, кВт

Год	Уровень напряжения		
	ВН	СН2	НН
1	2	3	4
2011	101872,6	1295004	22376607
2012	114996,2	1495710	24201821
2013	99421,71	1434013	21977175
2014	95256,43	1457499	19423426
2015	94805,75	1406989	16346681
2016	90552,18	95742,45	2191703

Полученные данные представим в виде диаграмм (рисунок 23).



Рисунок 23 – Потери ПС №34 «Насосная»

Очевидно, что преимущественно фактические потери на подстанции приходятся на сети 0,4 кВ.

Всевозможными способами хищений электроэнергии занимаются в большинстве своем бытовые потребители, особенно в частном жилом секторе, но имеются случаи хищения электроэнергии промышленными и торговыми предприятиями, преимущественно небольшими. Оценку структуры, представим в виде диаграммы 24.



Рисунок 24 – Структура коммерческих потерь

На диаграмме преимущественно большую долю составляют потери из-за недостатка энергосбытовой деятельности и хищений (55%). При этом объемы хищений электроэнергии возрастают в периоды пониженной температуры воздуха, что свидетельствует о том, что основная часть не учитываемой электроэнергии в этот период расходуется на отопление, что можно наблюдать на рисунках 17-22.

Задержки по оплате составляют 12 % от общей величины коммерческих потерь. Многие потребители не платят своевременно за потребленную электрическую энергию, в том числе население запитанное от фидеров 34-06, 34-16 и 34-17 отходящих от ПС №34 «Насосная», что влечет их дальнейшее отключение от сети.

Потери от низкого качества электроэнергии составляют 9 % в связи с износом сетевого хозяйства. Потребители энергоприемники которых находятся в конце питающей линии получают электроэнергию более низкого качества, в частности пониженного напряжения.

На долю потерь, обусловленных погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной потребителям электроэнергии и расчета технических потерь приходится 18% и 6% соответственно.

Таким образом, определено распределение коммерческих потерь по их структурным составляющим. Коммерческие потери, вызванные несанкционированным потреблением электроэнергии являются самой большой составляющей суммарных коммерческих потерь. Они обусловлены ростом тарифов, низким уровнем платежеспособности населения, отсутствием соответствующей законодательной базы, несовершенством средств учета, и, как следствие, их незащищенностью от несанкционированного воздействия с целью хищения электрической энергии.

На основании вышеизложенного будут выделены приоритетные направления и предложены мероприятия по снижению коммерческих потерь в электрических сетях производственной базы РЭС-1.

### **3 Мероприятия по снижению коммерческих потерь в электрических сетях ООО «МРЭС» РЭС-1**

В результате проделанного анализа коммерческих потерь в электрических сетях ООО «МРЭС» производственной базы РЭС-1 за период 2011-2016 г.г. в качестве приоритетного направления по снижению потерь определена борьба с несанкционированным потреблением, а именно хищениями электрической энергии (рисунок 24).

Таким образом, с целью снижения коммерческих потерь на данном предприятии предлагается реализация следующих мероприятий:

- выделение средств и материальных ресурсов для приобретения необходимого оборудования;
- введение дополнительной штатной единицы – контролер по работе с юридическими лицами;
- организация рейдов по обнаружению фактов хищения электрической энергии;
- разработка системы стимулирования и материального поощрения контролеров РЭС-1 за выявление фактов хищения;
- перенос расчетных приборов учета на границу балансовой принадлежности потребителей электроэнергии частных владений;
- введение системы учета с дистанционной передачей данных.

Рассмотрим более подробно каждое из предложенных мероприятий:

1. Выделение средств и материальных ресурсов для необходимого оборудования.

Для эффективной работы группы по транспортировке электрической энергии производственной базы РЭС-1, в лице трех контролеров и одного электромонтера по эксплуатации электросчетчиков, необходимо специальное оборудование для безопасной работы с приборами учета и своевременного выявления фактов несанкционированного потребления электрической энергии.

В настоящее время в течение трудовой деятельности контролеров используются следующие инструменты:

- отвертка крестовая изолирующая (4 шт.);
- отвертка плоская изолирующая (4 шт.);
- плоскогубцы изолирующие (4 шт.);
- кусачки боковые (4 шт.).

Для профессиональной, а также безопасной деятельности персонала необходимо наличие дополнительных приборов и инструментов для проверки системы учета и выявления фактов хищения электроэнергии. А также необходимы бинокли для снятия показаний с приборов учета, расположенных на фасадах жилых домов и прочих помещений.

Перечень необходимых приборов для более качественной работы контролеров приведен в таблице 14.

Все цены электроизмерительных приборов взяты из прайс-листов, предоставленных Новосибирской компанией ООО «СибЭкоПРОМ», специализирующейся в области комплексных поставок контрольно-измерительных приборов [12].

Таблица 14 – Перечень оборудования

Наименование прибора	Марка	Количество, шт.	Цена за штуку, руб.	Общая цена, руб.
1	2	3	4	5
Индикатор-отвертка	ИНО-500	4	540,00	2160,00
Указатель напряжения	ЭЛИН-1 СЗ ИП-М	2	1518,00	3036,00
Указатель скрытой проводки	УСП-1	2	438,00	876,00
Электроизмерительные клещи	К4575А	2	1910,00	3820,00
Мультиметр цифровой	Fluke 18В	1	4670,00	4670,00
Компактный бинокль	Navigator 8×21	3	1090	3270,00
Итого				17832,00

Таким образом, общая сумма выделенных средств на профессиональное оборудование для безопасной работы и борьбы с хищениями контролерами РЭС-1 составит 17 тысяч 832 рубля, что является незначительной долей затрат по сравнению с объемом коммерческих потерь.

2. Введение дополнительной штатной единицы – контролер по работе с юридическими лицами.

Помимо того, что основная доля коммерческих потерь связана с хищениями электроэнергии гражданами-потребителями, многие предприятия и организации, особенно в сфере малого и среднего бизнеса, также не справляются с ростом тарифов и переходят в разряд неплательщиков, а некоторые из них встают на путь хищения электроэнергии.

В связи с этим, рекомендуется ввести дополнительную единицу в штатное расписание предприятия.

В должностные обязанности инспектора по работе с юридическими лицами будет входить:

- контроль за состоянием и работой приборов учета, в том числе ежемесячный осмотр с занесением нарушений в журнал замечаний;
- обслуживание потребителей электроэнергии (юридических лиц), в частности опломбировка приборов учета;
- отслеживание вновь вводимых объектов и их приемка с оформлением акта-допуска в эксплуатацию;
- выявление случаев безучетного пользования электроэнергией у юридических лиц;
- проведение расчетов при нарушении учета электроэнергии;
- снятие показаний электросчетчиков ежемесячно.

Рассчитаем средние ежемесячные затраты на оплату труда для предложенной штатной единицы, исходя из величины оклада контролера по транспортировке электроэнергии (таблица 15).

Таблица 15 – Расчет затрат на оплату труда

Структурное подразделение	Должность	Оклад, руб.	Премия (100%), руб.	Надбавки (районный коэффициент, надбавка за стаж работы), руб.	Итого, руб.
1	2	3	4	5	6
ПТО	Контролер по работе с юридическими лицами	7853,4	7853,4	4712,04	20418,84

Таким образом, при ежегодном оплачиваемом отпуске в 36 дней, в среднем годовой фонд оплаты труда на данного работника составит 255 тысяч 235 рублей 50 копеек.

3. Организация рейдов по обнаружению фактов хищения электрической энергии.

Первым этапом данного мероприятия является подготовка к рейду.

Правильно проведенная подготовка к рейду включает:

- проводимый анализ потребления и оплат, наличие газа/эл.плиты и др.
- анализ данных работы контролеров, которые при обходе фиксируют предполагаемые нарушения и способы хищения, записывают жалобы и наводки потребителей;
- выбор даты рейда;
- создание рейдовой бригады, которая должна состоять не менее чем из трех человек;
- подготовка и обучение персонала безопасным методам и приемам работы.

Рейдовые бригады должны быть оснащены транспортом, средствами индивидуальной защиты (отпугиватель для собак, баллончики со слезоточивым газом), средствами связи, приборами для замеров нагрузки, индикаторами контактными, бесконтактными для поиска скрытой проводки, фотоаппаратом для визуального фиксирования фактов хищения электроэнергии.

Следующий этап это обследование абонентов.

Работники рейдовой бригады обязаны, в корректной форме, представится потребителю, указать ему на факт наличия нагрузки в ночное время и получить разрешение на осмотр и проверку электроустановки и приборов учета. В это же время визуально необходимо осмотреть вводной кабель, дворовую проводку и пронаблюдать за действиями людей, находящихся в данный момент во дворе, так как очень часто абоненты пытаются ввести контролеров в заблуждение и



устранить факт нарушения. В случае возражения потребителя, факт недопуска фиксируется в ведомости, а бригада переходит к другому абоненту.

В случае если бригада допускается к системе учета, при проверке устанавливаются:

- показания прибора учета;
- правильность фазировки;
- наличие опломбировки;
- состояние внутренних электропроводок и вводного устройства.

Если в результате проверки обнаружен факт безучётного пользования электроэнергией или вмешательство в работу прибора учёта – составляется акт строгой отчётности установленного образца. После проведения рейда, бригадир заполняет журнал замечаний, информация из которого, в дальнейшем принимается в работу.

Отключение бытовых потребителей, по результату составленных актов, должно производиться по возможности сразу на основании п. 53, п. 35 Правил пользования электрической энергией для населения, утвержденных постановлением Кабмина №591 от 23 августа 2016 года [19].

После оплаты по акту, необходимо выполнить комплекс мероприятий направленных на исключения хищения электроэнергии в дальнейшем. Как итог выполненной работы необходимо обязательно составить Акт устранения нарушения.

Данное мероприятие является исключительно организационным и не требует материальных вложений.

4. Усовершенствование системы стимулирования и материального поощрения контролеров РЭС-1 за выявление фактов хищения.

В настоящее время в действующем стандарте организации материальном стимулировании работников за снижение потерь электрической энергии прописано, что 15 % от размера суммы, полученной предприятием в результате оплаты акта о неучтенном потреблении, начисляется сотруднику за выявленный факт хищения электрической энергии. При этом сумма выплаты не может превышать месячный оклад контролера.

Для более наглядного представления произведем необходимые расчеты на примере: при выставленном счете в 5000 руб., размер премии, за вычетом подоходного налога составит 625,5 руб., при 40000 руб. – 5220 руб., при 100000 руб. – 7853,4 руб.

Таким образом, сотрудники не заинтересованы выявлять факты хищения электрической энергии на большие суммы, так как в результате, по прописанным ограничениям, работник не может получить премии больше одного оклада.

Для того, чтобы заинтересовать персонал на получение хороших результативных показателей в выявлении фактов хищения электроэнергии предлагается реформировать систему материального стимулирования - за достигнутые результаты в процессе выполнения своей работы помимо оклада и

полагающихся начислений сотрудники будут получать поощрения в виде премии.

Согласно предлагаемому мероприятию, выраженный в денежном эквиваленте эффект от снижения потерь, то есть все сэкономленные в подразделении деньги, делятся на две равные части. Одна часть направляется на различные потребности самого РЭС-1: приобретение инструментов, приборов учета электрической энергии, а другая часть – на дополнительное материальное стимулирование сотрудников. При этом рекомендуется снять ограничение по окладу.

Система премирования предполагает выплату премии за месяц определенному кругу работников на основании разработанных условий премирования в определенном размере, таблица 16.

Таблица 16 – Механизм формирования премиального фонда за выявление безучетного/бездоговорного потребления электроэнергии

Наименование	Значение показателя		
1	2		
Размер суммы выставленной в общем платеже, руб.	до 10000	10001-50000	Свыше 50000
Процент премии	30%	20%	15%

Из данной таблицы видно, что процент премиального фонда определяется в зависимости от размера суммы, выставленной в общем платеже за оказанную услугу в текущем месяце. Для более наглядного представления произведем необходимые расчеты, взяв определенную сумму в предложенной сетке: при выставленном счете в 5000 руб., размер премии составит 1305 руб., при 40000 руб. – 6960 руб., 100000 руб. – 13050 руб.

Наглядно, размер премии при действующей и рекомендованной системе премирования за выявление работниками фактов хищения электроэнергии представлен на рисунке 25.

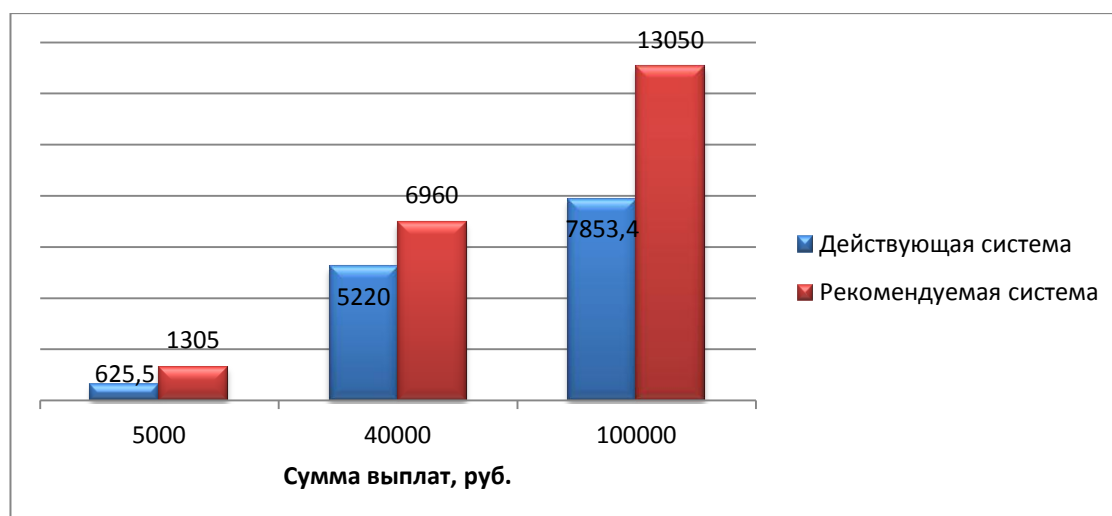


Рисунок 25 – Сравнение систем премирования

Из приведенных расчетов, можно сделать вывод о том, что предложенный механизм формирования премиального фонда по новой процентной сетке позволяет увеличить сумму источника выплаты премии. За меньшую сумму, выставленную в акте, берется наибольший процент месячной премии, который уменьшается в зависимости от увеличения суммы, выставленной в акте.

5. Перенос расчетных приборов учета на границу балансовой принадлежности потребителей электроэнергии частных владений.

С целью недопущения несанкционированного доступа к расчетным приборам учета, а также коммутационной и защитной аппаратуре, в качестве вынужденной мере рекомендуется их перенос на границу балансовой принадлежности (опора, фасад хозяйской постройки, находящейся за территорией, принадлежащей потребителю). Такая мера связана с определенными затратами, но экономически оправдана, поскольку предотвращает возможность хищения электрической энергии.

В результате анализа потребителей запитанных от фидеров 34-06, 34-16 и 34-17 (перечень ТП представлен в приложении), отходящих от ПС №34 «Насосная», были выбраны объекты, подлежащие работе по переносу расчетных приборов учета. Список потребителей представлен в таблице 17. Приборы учета электроэнергии дифференцированы по количеству фаз.

Таблица 17 – Список объектов, рекомендуемых к мероприятию

Номер фидера	Название улицы	Номер дома	Количество приборов учета	
			трехфазных	однофазных
1	2	3	4	5
34-06	Добровольского	1-1, 1-2, 2, 3-1, 3-2, 4, 5, 6, 7-1, 7-2	5	5
	Кирпичная	1, 1А, 2-10	2	9
	Островского	3- 22	–	20
34-17	Кирова	1, 1А, 2, 14-1, 14-2, 16, 20А, 22, 24, 26, 30, 32, 34А, 66, 78, 79, 80, 81, 82, 82А, 86-106	10	34
	Чапаева	1, 2, 3-1, 3-2, 4, 5-1, 6-20	4	17
	Проточная	2-11, 12-1	2	9
	Базарная	3, 3А, 5	1	2
34-16	Строительная	2-1, 2-2, 3-1, 3-2, 4-1, 4-2, 7, 13	2	6
	Степная	1, 2, 3, 4-24	3	22
	Калинина	1-34, 36, 38-46, 52-55, 58-67	7	52
	Мира	24-32	1	8
	О.Кошевого	1-39	1	38
	Чкалова	1-35	1	34

Исходя из таблицы 17 получены данные для расчета затрат, в частности количество однофазных и трехфазных приборов учета, предлагаемых для переноса на границу балансовой принадлежности, с целью снижения коммерческих потерь электроэнергии.

Таким образом, количество трехфазных приборов учета – 39 шт., однофазных – 244 шт.

На предприятии ООО «МРЭС» все работы по монтажу приборов учета выполняет подрядная организация ООО «ХакасСетьРемонт». Поэтому для расчета материальных вложений в предлагаемое мероприятие воспользуемся сметой, предоставляемой подрядной организацией. Выкладки из локального сметного расчета приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Смета на выполнение работ по переносу расчетных приборов учета

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество, шт./м	Стоимость единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	2	3	4	5	6
Раздел 1. Монтажные работы					
1	Монтаж блока управления шкафного исполнения, устанавливаемый: на стене, высота и ширина до 600×600 мм	1 шт.	283	1229,52	347954,2
2	Счетчики устанавливаемы на готовом основании: однофазные	1 шт.	244	181,88	44378,72
3	Счетчики устанавливаемы на готовом основании: трехфазные	1 шт.	39	330,34	12883,26
4	Автомат одно-, двух-, трехполюсной, устанавливаемый на конструкции: на стене или колонне, на ток до 100 А	1 шт.	322	320,28	103130,2
7	Итого по разделу монтажные работы				508346,3
Раздел 2. Материалы в текущем уровне цен					
8	Щит навесной CZU-220	1 шт.	244	93,22	22745,68
9	Щит навесной CZU-380	1 шт.	39	239,42	9337,38
10	Счетчик электроэнергии Меркурий 201.5 1ф. 5-60 А	1 шт.	244	1103,38	269224,7
11	Счетчик электроэнергии Меркурий 230 АМ-01 3ф. 5-60 А	1 шт.	39	2145,32	83667,48
12	Выключатель автоматический однополюсной 25 А ЕКФ	1 шт.	488	68	33184
13	Выключатель автоматический однополюсной 40 А ЕКФ	1 шт.	39	75	2925
	Выключатель автоматический трехполюсной 40 А ЕКФ	1 шт.	39	120	4680
14	Итого по разделу материалы				425764,3
Итого по смете					
15	Электромонтажные работы				508346,3
16	Материалы				425764,3

## Окончание таблицы 18

1	2	3	4	5	6
19	Машины и механизмы				75956,35
20	ФОТ				120685,48
21	Накладные расходы				104502,12
22	Итого				1235254,55
23	НДС 18 %				222345,81
24	Всего по смете				1457600,37

По итогам расчета затрат на проведение мероприятия по переносу расчетных приборов учета на границу балансовой принадлежности потребителей, запитанных от трансформаторных подстанций фидеров 34-06, 34-16 и 34-17, отходящих от ПС №34 «Насосная 110/10» получили, что материальные вложения составят 1457600,37 рублей.

Разработанное мероприятие является достаточно крупной инвестицией, но при этом позволяет решить ряд задач по недопущению хищения электроэнергии, в том числе:

- исключить несанкционированный доступ к цепям защиты и коммутации приборов учета и к самим приборам учета электрической энергии;
- обеспечить безопасное обслуживание и, при необходимости, возможность отключения потребителя;
- обеспечить удобную компоновку при индивидуальном проектировании частных владений.

### 6. Введение системы учета с дистанционной передачей данных.

Эффективным средством предотвращения хищения электроэнергии является использование автоматизированных систем учета с дистанционной передачей информации от расчетных приборов учета по силовой цепи электроснабжения потребителей. Применение таких систем предполагается, в первую очередь, в жилищно-коммунальном секторе. Они позволяют дистанционно списывать показания счетчиков по многоквартирным домам.

С целью снижения коммерческих потерь в электрических сетях производственной базы РЭС-1 рекомендуется внедрение системы АСКУЭ для многоквартирных домов, где отсутствуют общедомовые приборы учета.

Путем анализа были отобраны многоквартирные дома по следующим адресам:

- р.п. Усть-Абакан, ул. Подгорный квартал, д.6, кв. 1-8;
- р.п. Усть-Абакан, ул. Подгорный квартал, д.7, кв. 1-8;

Большинство потребителей данных жилых домов не передают показания электросчетчиков и отказываются осуществлять допуск к своим системам учета. А также систематически поступают жалобы от равнодушных граждан о предполагаемом несанкционированном потреблении электрической энергии по данным адресам.

В связи с вышеизложенным предлагается в данных многоквартирных домах установить приборы учета фирмы МИРТЭК с автоматизированной передачей данных. У предприятия уже был удачный опыт применения оборудования этой фирмы. Воспользовавшись прайс-листами [23], определим предполагаемые финансовые вложения для реализации предлагаемого мероприятия. Расчет представим в виде таблицы 19.

Таблица 19 – Расчет затрат на реализацию мероприятия

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество, шт./м	Стоимость единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	2	3	4	5	6
1	Электромонтажные работы	1 шт.	2	56000	112000
2	Материалы, в том числе:				
3	Счетчик МИРТЕК-101-W1-230-5-60A-S-RS485-Q1	1 шт.	18	850	15300
4	GSM-модем	1 шт.	2	3200	6400
5	Модуль сбора и передачи данных МИРТ-851	1 шт.	2	24600	49200
6	Программирование электросчетчика	1 шт.	18	1200	21600
7	Итого				204500

По итогам расчета затрат на проведение мероприятия введению системы учета с дистанционной передачей данных для потребителей многоквартирных домов, запитанных от трансформаторных подстанций фидера 34-16, отходящего от ПС №34 «Насосная 110/10» получили, что материальные вложения составят 204500 рублей.

Внедрение данного мероприятия позволит не только выявлять факты хищения электроэнергии, но и дистанционно отключать от сети недобросовестных потребителей.

Выработанный перечень организационных и технических мероприятий не является исчерпывающим, но настоятельно рекомендуется для применения на предприятии и может послужить основой для дальнейшего их совершенствования.

Далее проведем оценку прогнозируемых результатов снижения коммерческих потерь в электрических сетях производственной базы РЭС-1 при внедрении предложенных мероприятий.

Для этого, пользуясь результатами проделанной работы, в частности оценки структуры коммерческих потерь (рисунок 26), на базе 2016 года проведем сравнительный анализ объема потерь до и после применения выработанных мероприятий. Данные для анализа сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Данные для сравнительного анализа коммерческих потерь ПС №34 «Насосная»

Месяц	Показатель	До внедрения мероприятий	После внедрения мероприятий
1	2	3	4
Январь	Фактические потери, кВт	3517971	2462579
	Фактические потери, %	44,55	31,19
	Плановые потери, %	28,99	28,99
	Отклонение, %	15,56	2,20
Февраль	Фактические потери, кВт	2314395	2082955
	Фактические потери, %	32,97	26,38
	Плановые потери, %	25,78	25,78
	Отклонение, %	7,19	0,60
Март	Фактические потери, кВт	1981220	1584976
	Фактические потери, %	32,23	25,78
	Плановые потери, %	25,23	25,23
	Отклонение, %	7,00	0,55
Апрель	Фактические потери, кВт	1001078	800862
	Фактические потери, %	22,15	17,72
	Плановые потери, %	24,68	24,68
	Отклонение, %	-2,53	-6,96
Май	Фактические потери, кВт	985394	492697
	Фактические потери, %	23,34	11,67
	Плановые потери, %	21,07	21,07
	Отклонение, %	2,27	-9,40
Июнь	Фактические потери, кВт	118315	59157
	Фактические потери, %	3,71	1,86
	Плановые потери, %	21,86	21,86
	Отклонение, %	-18,15	-20,01
Июль	Фактические потери, кВт	511072	255536
	Фактические потери, %	15,89	7,95
	Плановые потери, %	18,73	18,73
	Отклонение, %	-2,84	-10,79
Август	Фактические потери, кВт	780268	546187
	Фактические потери, %	23,21	16,25
	Плановые потери, %	19,10	19,1
	Отклонение, %	4,11	-2,85
Сентябрь	Фактические потери, кВт	1018618	814894
	Фактические потери, %	26,82	21,46
	Плановые потери, %	21,14	21,14
	Отклонение, %	5,68	0,32
Октябрь	Фактические потери, кВт	2464966	1478979
	Фактические потери, %	42,17	25,30
	Плановые потери, %	23,33	23,33
	Отклонение, %	18,84	1,97

Окончание таблицы 20

1	2	8	
Ноябрь	Фактические потери, кВт	2567787	1797450
	Фактические потери, %	39,47	27,63
	Плановые потери, %	21,67	21,67
	Отклонение, %	17,80	5,96
Декабрь	Фактические потери, кВт	2967541	1943739
	Фактические потери, %	42,62	27,92
	Плановые потери, %	21,24	21,24
	Отклонение, %	21,38	6,68

В ходе анализа были построены график изменения фактических потерь в течение года до и после внедрения мероприятий. Полученный график изображен на рисунках 26.

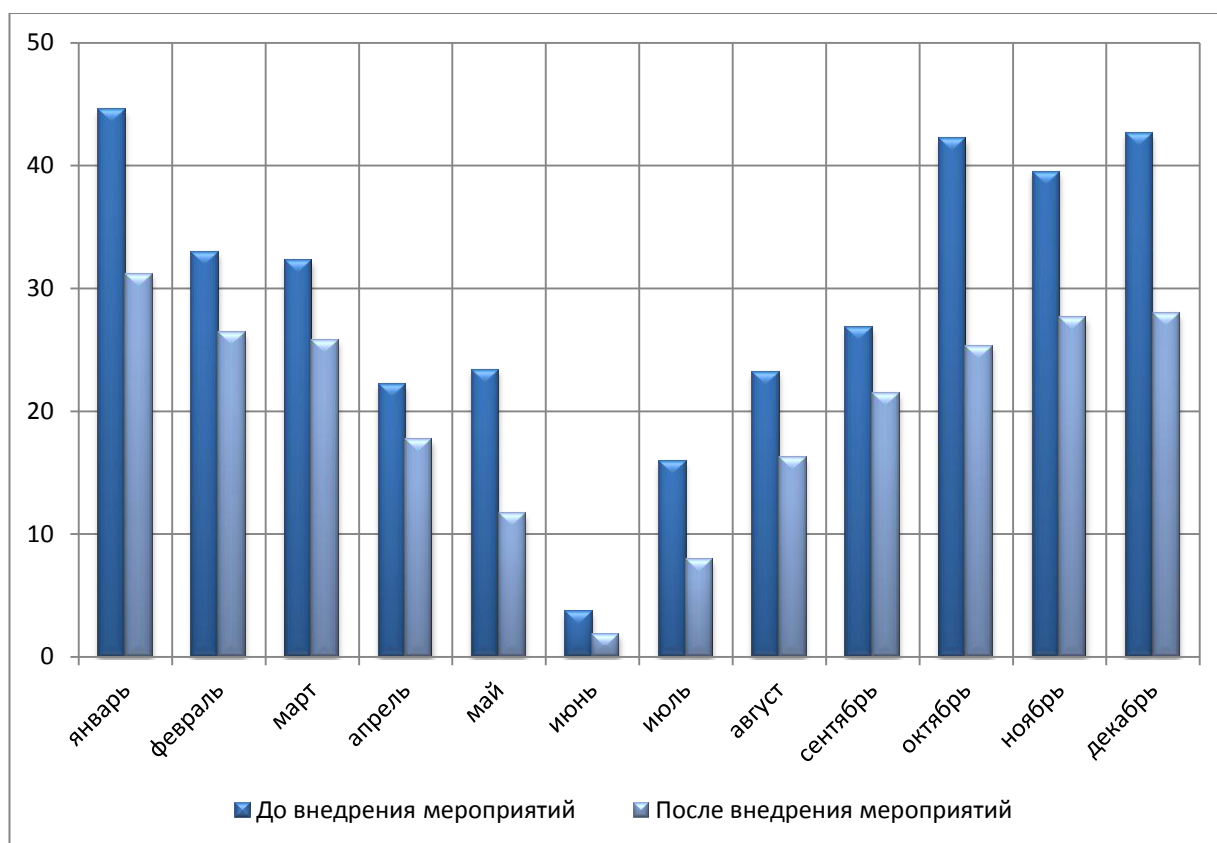


Рисунок 26 – Фактические потери

В результате было выявлено, что фактические потери в электрических сетях производственной базы РЭС-1 снизятся в среднем на 10 % за счет уменьшения коммерческих потерь.

График отклонения фактических потерь от плановых изображен ниже на рисунке 27. Тем самым, определена величина коммерческих потерь после внедрения комплекса мероприятий.



Из графика видно, что коммерческие потери значительно снизятся. Наибольшее снижение коммерческих потерь наблюдается в холодное время года, когда начинается отопительный сезон и уровень нагрузки значительно возрастает. Это говорит, в первую очередь, о эффективной работе по борьбе несанкционированным потреблением электроэнергии.

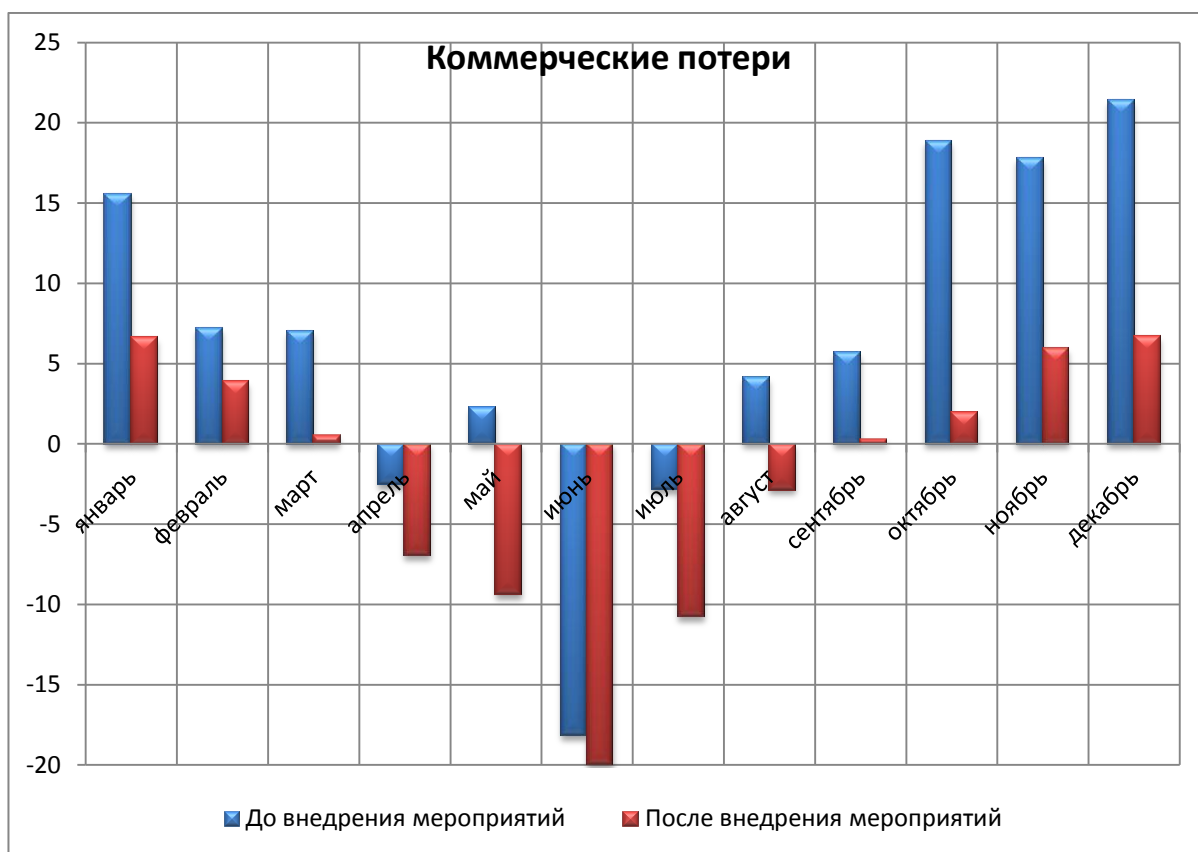


Рисунок 27 – Изменение уровня коммерческих потерь

Так, в январе коммерческие потери уменьшаются на 13,4 %, в октябре на 16,8%, в ноябре на 11,8% и в декабре на 14,7 % и составляют 6,7 % от планового отпуска в сеть. В среднем после внедрения мероприятий коммерческие потери уменьшаются в 5 раз, что в значительной мере увеличит доход предприятия.

Практически все предложенные мероприятия требуют финансовых вложений. Рассчитаем предполагаемый экономический эффект от их внедрения и срок окупаемости нововведений.

Для расчета прогнозируемой прибыли предприятия воспользуемся фактическими нерегулируемыми ценами поставки электрической энергии за 2016 год, находящиеся в открытом доступе на сайте АО «ХакасЭнергоСбыт» [24]. Расчет представим в виде таблицы 21.

Таблица 21 – Расчет прогнозируемой прибыли

Период	Коммерческие потери до внедрения мероприятий		Коммерческие потери после внедрения мероприятий		Цена, руб./кВт в кВт	Прибыль от снижения коммерческих потерь, руб. в руб.
	в кВт	в руб.	в кВт	в руб.		
1	2	3	4	5	6	7
Январь	1228774,44	2296579,44	876962,74	1228774,44	1,869	578631,75
Февраль	504642,80	1056722,03	41831,31	504642,80	2,094	852832,00
Март	430349,08	793563,70	34059,06	430349,08	1,844	643067,75
Апрель	-114364,30	-	-314614,83	-	1,944	-
Май	95831,27	186296,00	-396834,35	-	1,944	163940,48
Июнь	-578398,39	-	-637512,94	-	1,695	-
Июль	-91317,13	-	-346780,03	-	1,813	-
Август	138149,59	271740,25	-95898,00	-188631,37	1,967	405127,03
Сентябрь	215759,12	418788,45	12003,50	23298,79	1,941	348030,89
Октябрь	1101168,99	2240878,89	115260,36	234554,84	2,035	1765565,16
Ноябрь	1158137,42	2317432,98	387715,78	775819,28	2,001	1356620,06
Декабрь	1488740,71	2925375,50	464872,87	913475,18	1,965	1770472,28
Итого за год						7884287,40

Рассчитав прогнозируемый годовой экономический эффект, найдем период времени за который окупится предлагаемый комплекс мероприятий, по формуле:

$$T_{ок} = \frac{K}{\mathcal{E}}, \quad (1)$$

где  $K$  - затраты на внедрение мероприятий, руб.;

$\mathcal{E}$  – годовой экономический эффект, руб.

Воспользовавшись формулой 1 найдем срок окупаемости внедрения выработанных мероприятий:

$$T_{ок} = \frac{1682519,21}{7884287,4} = 0,213 \text{ года}$$

Таким образом, эффект от предложенной программы очевиден. После проведенных расчетов, можно сделать вывод, что затраты на данные мероприятия, окупятся уже в ближайшее время, через 2 месяца и 17 дней.

В заключении стоит отметить, что ни одно из предложенных выше мероприятий по отдельности не поможет в полной мере решить проблему несанкционированного потребления электрической энергии, в следствие чего роста коммерческих потерь. Только комплексное применение всех рассмотренных организационно-технических мероприятий позволит хотя бы начать целенаправленную работу по снижению коммерческих потерь в

электрических сетях ООО «МРЭС» РЭС-1, в том числе за счет уменьшения масштабов хищения электрической энергии.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа была выполнена по материалам, предоставленным ООО «Межрайонные распределительные электрические сети» за период 2011-2016 г.г.

Поставленная в работе цель, заключающаяся в анализе структуры и оценке коммерческих потерь предприятия, достигнута, задачи решены в полном объеме в соответствии с выданным заданием.

В работе использовался метод комплексного исследования коммерческих потерь в электрических сетях, заключающийся в:

- анализе динамики реализации электрической энергии с разделением ее на отпуск электроэнергии в сеть и отпуск потребителям;
- сопоставлении динамики фактических потерь и нормативных потерь с динамикой отпуска электроэнергии в сеть;
- анализе и оценке структуры коммерческих потерь в динамике;
- выявлением «очагов» повышенных коммерческих потерь по всем их составляющим с детальным анализом.

На основании вышеизложенных методических аспектов в данной работе была выделена подстанция с наибольшими коммерческими потерями электрической энергии за период 2011-2016 г.г., питающая потребителей сельскохозяйственного назначения: ПС №34 «Насосная 110/10 кВ». В ходе анализа были построены графики изменения фактических и плановых потерь в динамике по годам и по месяцам, проведен анализ коммерческих потерь по уровням напряжения, определено распределение коммерческих потерь по их структурным составляющим и выделены приоритетные направления в области снижения коммерческих потерь.

Результатом выполнения ВКР явился предложенный комплекс мероприятий по снижению коммерческих потерь в электрических сетях производственной базы РЭС-1, включающий:

- выделение средств и материальных ресурсов для приобретения необходимого оборудования;
- введение дополнительной штатной единицы – контролер по работе с юридическими лицами;
- организация рейдов по обнаружению фактов хищения электрической энергии;
- усовершенствование системы стимулирования и материального поощрения контролеров РЭС-1 за выявление фактов хищения;
- перенос расчетных приборов учета на границу балансовой принадлежности потребителей электроэнергии частных владений;
- введение системы учета с дистанционной передачей данных.

Полученные результаты ВКР нашли отражение в методических разработках ООО «МРЭС» и в настоящее время приняты к рассмотрению на предприятии.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Броевская, Н. А. Об учете и нормировании потерь электрической энергии в электрических сетях в условиях реструктуризации отрасли / Н. А. Броевская // Энергетик, 2007. – № 9. – С.16–19.

2 Воротницкий, В. Э. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина, В. Н. Апрыткин // Энергосбережение, 2009. – № 3. – С. 53–56.

3 Воротницкий, В. Э. Методы и средства расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям [Текст] : учебное пособие / В. Э. Воротницкий, С. В. Заслонов, М. А. Калинкина. – М. : НЦ ЭНАС, 2007. – 167 с.

4 Воротницкий, В. Э. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина, Е. В. Комкова, В. И. Пятигор // Энергосбережение, 2005. – № 2. – С. 90-94.

5 Галыгина, О. С. О некоторых аспектах учета и потерь электроэнергии в предприятиях электросетей / О. С. Галыгина, В.Ф. Заугольников // Энергетик, 2008. – № 5. – С.19–21.

6 Железко, Ю. С. Расчет технологических потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко // Энергетик, 2007. – № 2. – С. 29–30.

7 Загорский, Я. Т. Границы погрешности измерений при расчетном и техническом учете электроэнергии / Я. Т. Загорский, Е. В. Комкова // Электричество, 2011. – № 8. – С. 14–17.

8 Заслонов, С. В. Расчет технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 0,38—10 кВ / С. В. Заслонов // Энергетик, 2012. – № 7. – С. 21–23.

9 Коммерческие потери электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.e-m.ru/er/2007-05/23213/> (дата обращения: 10.05.2017).

10 Коммерческие потери электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.alfar.ru/smart/3/757> (дата обращения: 10.05.2017).

11 Коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.news.elteh.ru/arh/2002/16/09.php> (дата обращения: 16.05.2017).

12 Курбацкий, В. Г. Анализ потерь энергии в электрических сетях на базе современных алгоритмов искусственного интеллекта / В. Г. Курбацкий // Электричество, 2007. – № 4. – С. 12–13.

12 Каталог электротехнического оборудования [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://sibecoprom.ru/> (дата обращения: 19.05.2017).

13 Лисицын, Н. В. Анализ динамики потребления электроэнергии в России за 1990–2006 гг. / Н. В. Лисицын // Энергетик, 2007. – № 1. – С. 3–7.

14 Методология энергетических обследований электрических сетей [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http://www.energo/load/metodiki/metodologija\\_energeticheskikh\\_obsledovaniy\\_ehlektricheskikhsetej](http://www.energo/load/metodiki/metodologija_energeticheskikh_obsledovaniy_ehlektricheskikhsetej) (дата обращения: 16.05.2017).

15 О коммерческих потерях в электрических сетях [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.si-electro.ru/article/4/126/> (дата обращения: 19.05.2017).

16 О потерях электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.energobit.net/poter.html> (дата обращения: 19.05.2017).

17 О способах хищения электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.101-sposob-hishcheniya-elektroenergii.html> (дата обращения: 22.05.2017).

18 Постановление правительства РФ от 04.05.2012 № 442 «Об основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии» // Собрание законодательства РФ. – 23.01.2012. – №4. – Ст.204.

19 Постановление Кабинета Министров РФ от 23.08.2016 № 591 «О правилах пользования электрической энергией для населения» // Собрание законодательства РФ. – 23.01.2012. – №7. – Ст.12.

20 Приказ Федеральной службы государственной статистики от 01.10.2012. № 509 «Сведения о производстве и распределении электрической энергии» // Собрание законодательства РФ. – 23.01.2012. – №23-Н. – Ст.17.2.

21 Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях [Текст] : учебное пособие / Н. В. Савина, Н. И. Воропай. – Новосибирск : Наука, 2008. – 228 с.

22 Собровина, А. Е. Снижение коммерческих потерь электроэнергии / А. Е. Собровина // Наука вчера, сегодня, завтра: сб. ст. по матер. XVI-XVII междунар. науч.-практ. конф., 2014. – № 10. – С.21-22.

23 Счетчики электроэнергии с автоматизированной передачей данных [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://mir-tek.by/produkcija/mirt-181/> (дата обращения: 22.05.2017).

24 Тарифы на электроэнергию нерегулируемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.khakensb.ru> (дата обращения: 23.05.2017).

25 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении [Текст]. – М. : Издательство НЦ ЭНАС, 2007. – 112 с.

26 Федеральный закон от 23.11.2009 № 261 – ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009. // Собрание законодательства РФ. – 23.01.2012.

27 Энергосбережение, коммерческие потери электроэнергии и их снижение [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.energobit18.ru> (дата обращения: 25.05.17).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А – Перечень ТП 10/0,4 кВ, запитанных от ПС №34 «Насосная 110/10 кВ», находящиеся на обслуживании участка РЭС-1

№	Диспетчерское наименование ТП	Мощность, кВА	Характеристика зданий	Место расположения
1	2	3	4	5
1	ТП 34-06-22 «МПК»	400	ТП	п.г.т. Усть-Абакан
2	ТП 34-06-20 «ПК-5»	630	ТП	п.г.т. Усть-Абакан
3	ТП 34-06-12 «Полив» 1Т	630	ТП	п.г.т. Усть-Абакан
	2Т	630		
4	ТП 34-06-15 «Новофинская»	400	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
5	ТП 34-06-23 «Садовая»	400	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
6	ТП 34-06-11 «Восход»	400	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
7	ТП 34-06-36 «Сигнал»	250	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
8	ТП 34-06-32 «СПТУ» 1Т	630	ТП	п.г.т. Усть-Абакан
	2Т	630		
9	ТП 34-16-03 «Саянская»	160	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
10	ТП 34-16-04 «Полевая»	630	ТП	п.г.т. Усть-Абакан
11	ТП 34-16-09 «Абаканская»	630	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
12	ТП 34-16-14 «20 лет Победы»	250	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
13	ТП 34-16-18 «ХРМУ-2»	400	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
14	ТП 34-16-17«ХРМУ»	160	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
15	ТП 34-16-44 «Михайлов»	250	МТП	п.г.т. Усть-Абакан
16	ТП 34-16-13 «Микрорайон»	400	ТП	п.г.т. Усть-Абакан
17	ТП 34-16-60 «Шахтерская»	400	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
18	ТП 34-16-02 «Сибирь»	400	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
19	ТП 34-16-05 «Школа № 2»	400	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
20	ТП 34-16-48 «Кож. цех»	400	ТП	п.г.т. Усть-Абакан
21	ТП 34-16-65 «Чкалова»	250	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
22	ТП 34-16-66 «Некрасова»	250	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
23	ТП 34-16-67 «Молодежная»	250	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
24	ТП-34-16-68 «Строительная»	250	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
25	ТП 34-17-01 «Школа № 1» 1Т	250	ТП	п.г.т. Усть-Абакан
	2Т	400		
26	ТП 34-17-21 «РОВД»	250	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
27	ТП 34-17-63 «ЦТП-3»	250	МТП	п.г.т. Усть-Абакан
28	ТП 34-17-24 «Сбербанк» 1Т	400	ТП	п.г.т. Усть-Абакан
	2Т	400		
29	ТП 34-17-08 «Смешторг» 1Т	630	ТП	п.г.т. Усть-Абакан
	2Т	630		
30	ТП 34-17-16 «Профилакторий» 1Т	630	ТП	п.г.т. Усть-Абакан
	2Т	400		
31	ТП 34-17-30 «Ветстанция»	250	КТП	п.г.т. Усть-Абакан
32	ТП 34-17-19 «Банк»	250	КТП	п.г.т. Усть-Абакан

