



Абакан 2019

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  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019г.

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

Студенту \_\_\_\_\_ Щеглову Евгению Андреевичу  
(фамилия, имя, отчество)

Группа ХЭн-15-01 (15-1) Направление (специальность) \_\_\_\_\_ 13.03.02  
номер код

«Электроэнергетика и электротехника»

наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ эффективности модернизации систем учета электроэнергии в Черногорском РЭС

Утверждена приказом по институту \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР Платнова Е.В. , к.э.н. доцент кафедры Электроэнергетика»  
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР: схема установки действующих систем, характеристики действующих систем учета электроэнергии, структура потерь электроэнергии в действующих сетях РЭС, структура оплаты потерь электроэнергии за пять лет, тарифы на оплату потерь электроэнергии за 5 лет

Перечень разделов ВКР:

Введение.

1 Теоретическая часть.

Общие сведения о потерях электроэнергии в районных электреческих сетях.

2 Аналитическая часть.

Потери электроэнергии в фидере 15-1018.

3 Практическая часть

Анализ эффективности внедрения системы АИСКУЭ

Заключение.

Список используемых источников.

Перечень графического материала:

1. Высоковольтная схема фидера 15-1018..
2. Коммерческие потери на примере ТП №40,43,68,70.
3. Графики корреляции.

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

подпись

Е.В. Платнова  
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

подпись

Е.А. Щеглов  
инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201\_ г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ эффективности модернизации системы учета электроэнергии в Черногорском РЭС содержит - страниц текстового документа, 25 использованных источников, 2 листа графического материала.

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

Объект работы – Черногорский РЭС, Ф 15-1018, ПАО "МРСК - Сибири" - "Хакасэнерго".

Целью работы – Анализ эффективности внедрения системы АСКУЭ на Ф 15-1018.

Предмет работы – Ф 15-1018, ТП 6/0,4 кВ.

Цель работы:

1. Анализ процесса электропотребления по Ф 15-1018;
2. Анализ потерь до и после внедрения системы АСКУЭ;
3. Экономическая эффективность внедрение системы АСКУЭ.

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

В результате выполненной работы были выделены факторы, оказывающие наибольшее влияние на потери электроэнергии по Ф 15-1018.

## ABSTRACT

The final qualifying paper on the topic "Analysis of the effectiveness of the modernization of the electricity metering system in Chernogorsky RES contains - pages of a text document, 25 sources used, 2 sheets of graphic material.

ANALYSIS OF LOSS OF ELECTRIC ENERGY, EFFICIENCY OF IMPLEMENTATION, COMMERCIAL LOSSES, ACCOUNTING DEVICE, ASCAEE, CONSUMER.

Object of work - Chernogorsky RES, F 15-1018, PJSC "IDGC - Siberia" - "Khakasenergo".

The aim of the work - Analysis of the effectiveness of the implementation of the AMR system at F 15-1018.

The subject of this work – f 29-04, TS 6/0,4 kV.

The aim of the work:

1. Analysis of the process of electrical consumption according to F 15-1018;
2. Analysis of losses before and after implementation of AMI;
3. Identify the causes of losses after implementation of AMR.

The result of final qualifying work are analyzed the loss of electricity. When solving problems were used methods of evaluation of losses and factors affecting them. Calculations and graphical plots were produced in EXCEL.

The result of this work was the factors that have the greatest impact on electrical losses by f 15-1018. Identified deficiencies in the system shown when operating the system.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 Краткая характеристика предприятия.....	7
2 Общие сведения о потерях электроэнергии в районных электрических сетях.....	8
2.1 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии.....	11
2.1.1 Инструментальные потери измерений.....	11
2.1.2 Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям .....	13
2.1.3 Несанкционированное электропотребление.....	15
2.1.4 Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии.....	16
2.2 Пути снижения коммерческих потерь .....	17
3 Приборы учета электроэнергии.....	20
3.1 Классификация счетчиков электроэнергии .....	20
3.2 Особенности индукционных счетчиков и электронных .....	22
3.3 Проблемы энергоучета в энергосистемах.....	23
3.4 Счетчики РИМ .....	24
4 Потери электроэнергии в фидере 15-1018.....	25
4.1 Потери электроэнергии в ТП.....	26
4.2 Анализ эффективности внедрения системы АСКУЭ на ТП №40, №43, №68, № 70 Ф 15-1018.....	36
5. Расчет технических потерь по фидеру 10-1018 в линиях 0,4кВт .....	42
6. Расчет экономической эффективности внедрения АСКУЭ .....	46
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	50
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	51

## ВВЕДЕНИЕ

В наше время электроэнергия играет важную роль. Ни одно предприятие, учреждение не может нормально функционировать без электроэнергии. При передаче электроэнергии возникают большие потери. Их можно разделить на технологические и коммерческие.

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

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.

Несанкционированное электропотребление электроэнергии часто составляют основную долю коммерческих потерь, особенно в сети 0,4кВ. Всевозможными способами хищений электроэнергии занимаются в большинстве своем бытовые потребители, особенно в частном жилом секторе, но имеются случаи хищения электроэнергии промышленными и торговыми предприятиями, преимущественно небольшими. Объемы хищений электроэнергии возрастают в периоды пониженной температуры воздуха, это свидетельствует о том, что основная часть не учитываемой электроэнергии в этот период расходуется на отопление.

Коммерческие потери электроэнергии являются серьезным финансовым убытком сетевых предприятий, отвлекают их денежные средства от решения других насущных задач в области электроснабжения.

Снижение коммерческих потерь электроэнергии является комплексной задачей, которая в своем решении требует разработки конкретных мероприятий на основе предварительного энергообследования.

## **1 Краткая характеристика предприятия**

Для выполнения данного дипломного проекта был выбран Черногорский (РЭС) – филиал Хакасэнерго,

Главная функция компании «Хакасэнерго» заключается в надежном снабжении электрической энергией населения и организаций Республики Хакасии.

Целью деятельности Черногорского РЭС является проведение технического и оперативного обслуживания воздушных линий, трансформаторных подстанций, подстанций и их ремонта с целью содержания оборудования, зданий и сооружений в состоянии эксплуатационной готовности, а также обеспечение качества и бесперебойной передачи электроэнергии потребителям Черногорска.

Предприятие производит установку приборов учета за свой счет на фидера с большими потерями, таким образом целью данной выпускной квалификационной работы (ВКР) является анализ внедрения системы АСКУЭ, и анализ снижения уровня потерь на примере Ф 15-1018.

В ВКР поставлены задачи:

1. Выполнить анализ структуры и величины потерь электроэнергии в Ф 15-1018;
2. Оценить изменения структуры потерь электроэнергии после внедрения системы на примере Ф 15-1018.
3. Внести предложения по совершенствованию системы учета электроэнергии в сетях низкого напряжения (НН).



## **2 Общие сведения о потерях электроэнергии в районных электрических сетях**

Состав фактических потерь включает в себя множество составляющих. Раньше они были разделены на две основные группы: технические и коммерческие потери. "Технические потери - это сумма трех составляющих потерь в линиях и оборудовании электрических сетей: потерь, зависящих от нагрузки электрической сети (нагрузочные потери ); потерь, зависящих от состава включенного оборудования (условно-постоянные потери ); - потерь, зависящих от погодных условий. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций-расход электроэнергии, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Они не являются убытками предприятия в полной мере этого слова, так как стоимость их нормативного объема учитывается в тарифе на передачу электроэнергии. Средства на покрытие финансовых издержек, связанных с приобретением электроэнергии для компенсации технологических потерь в рамках установленного норматива, поступают в сетевую компанию в составе собранной выручки за передачу электроэнергии.

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

Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии - суммарный небаланс электроэнергии, обусловленный техническими характеристиками и режимами работы всех измерительных комплексов поступления и отпуска электроэнергии." Потребление электроэнергии на собственные нужды не является «чистыми» техническими потерями, и учитывается счетчиками. Так же и метрологические погрешности, в отличие от других составляющих коммерческих потерь, имеют иную

природу возникновения. Поэтому «коммерческие потери» изначально трактовались довольно обширно, есть даже такое определение, как «допустимый уровень коммерческих потерь» - значение коммерческих потерь электроэнергии, обусловленное погрешностями системы учета электроэнергии (электросчетчиков, трансформаторов тока и напряжения) при соответствии системы учета требованиям правил устройства электроустановок (ПУЭ).

В текущее время при типологии потерь электроэнергии более часто используется термин «технологические потери электроэнергии», значение которого установлено Приказом Минэнерго РФ от 30.12.08 № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» [2]. Собирательное выражение «коммерческие потери электроэнергии» в текущее время не закреплено в законодательстве, но встречается в отраслевых нормативно-технических документах. В них под коммерческими потерями понимается разность между полученной и отпущенной электроэнергией, при этом «техническими потерями электроэнергии» считается весь «технологический расход электроэнергии на ее транспорт по электрическим сетям, определяемый расчетами».

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» [3]. Его определение в рамках формы 23-Н звучит как «данные о количестве электроэнергии, не оплаченной абонентами», без приведения формулы расчета. В отраслевых же отчетных документах сетевых компаний, например в формах 2-рег, 46 – ЭЭ (передача), указываются только фактические потери, а в макетах 7-энерго подробная структура технологических потерь. Коммерческие потери, а также нетехнические или нетехнологические, в этих формах не указываются.

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

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

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

В то же время несовершенство законодательно - правовой базы, отсутствие у сетевых предприятий прямых договорных отношений по энергоснабжению с потребителями, недостаточное финансирование и невозможность значительного увеличения штата сотрудников,

контролирующих электропотребление, ограничивает возможности сетевых организации в выявлении и устранении причин возникновения коммерческих потерь электроэнергии.

## **2.1 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии**

Величина коммерческих потерь электроэнергии зависит от значений других структурных показателей баланса электроэнергии. Чтобы узнать объем коммерческих потерь электроэнергии за определенный период, необходимо сначала составить баланс электроэнергии рассматриваемого участка электрической сети, определить фактические потери и рассчитать все составляющие технологических потерь электроэнергии. Дальнейший анализ потерь электроэнергии помогает локализовать их участки и выявить причины их возникновения для последующего выбора мероприятий по их снижению [4].

Основные причины коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в следующие группы:

1. Инструментальные, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии.
2. Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям.
3. Несанкционированное электропотребление.
4. Погрешности расчета технологических потерь электроэнергии.

### **2.1.1 Инструментальные потери измерений**

Работа измерительных комплексов электроэнергии сопровождается инструментальной погрешностью, величина которой зависит от фактических технических характеристик приборов учета и реальных условий их эксплуатации. Требования к измерительным приборам, установленные законодательными и нормативно–техническими документами, влияют в

конечном итоге на максимально допустимую величину недоучета электроэнергии, которая входит в состав нормативных технологических потерь. Отклонение фактического недоучета электроэнергии от расчетного допустимого значения относится к коммерческим потерям.

Основные причины, приводящие к появлению  
коммерческих

«инструментальных» потерь:

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

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

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

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

потребителей - юридических лиц.

Согласно действовавшему до 2007г. ГОСТ 6570-96 «Счетчики активной и реактивной энергии индукционные»[5], срок эксплуатации счетчиков электроэнергии с классом точности 2,5 был ограничен первым межповерочным интервалом, а с 01.07.97 выпуск счетчиков класса 2,5 прекращен.

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

Действующий в настоящее время ГОСТ Р 52321-2005 (МЭК 62053- 11:2003) [6], 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.

Можно сделать вывод о том, что применение в настоящее время однофазных индукционных электросчетчиков с классом точности 2,5 в качестве средств измерения не соответствует положениям Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений" [7].

### **2.1.2 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, неточная передача данных, неправильный ввод информации в электронные базы 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 применяемых алгоритмов расчета потерь в электрооборудовании при их установке не на границе балансовой принадлежности. Подобные ситуации могут приводить не только к ошибкам в расчетах, особенно при смене владельца объекта, реструктуризации организаций - потребителей электроэнергии и т.п., но и к фактическому «бездоговорному» электроснабжению объектов в отсутствие официального внесения конкретных точек поставки в договоры энергоснабжения или оказания услуг по передаче электроэнергии [8].

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

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

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 [19].

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

- «Безучетное» электроснабжение, с определением количества потребленной электроэнергии по установленной мощности электроприемников, а также с применением других нормативно-расчетных методик. Такие случаи нарушают положения Федерального закона № 261 - ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации " от 23.11.2009 [9], в части оснащения приборами учета электрической энергии и их ввода в эксплуатацию.

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

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

– Применение замещающей (расчетной) информации за время недоучета электроэнергии при неисправности прибора учета [20].

### **2.1.3 Несанкционированное электропотребление**

К данной категории следует отнести так называемые «хищения» электроэнергии, к которым относят несанкционированное присоединение к электрическим сетям, подключение электроприемников помимо электросчетчика, а также любые вмешательства в работу приборов учета и иные действия с целью занижений показаний счетчика электроэнергии. Сюда же следует отнести и несвоевременное сообщение в энергоснабжающую организацию о неисправностях приборов учета [22].

Несанкционированное электропотребление электроэнергии часто составляют основную долю коммерческих потерь, особенно в сети 0,4кВ.



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

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

#### **2.1.4 Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии**

Поскольку коммерческие потери - расчетная величина, получаемая математически, то погрешности определения технологического расхода электроэнергии имеют прямое влияние на значение коммерческих потерь. Погрешности расчетов технологических потерь обусловлены применяемой методикой расчетов, полнотой и достоверностью информации. Точность расчетов нагрузочных потерь электроэнергии, проводимых методами оперативных расчетов или расчетных суток, несомненно выше, чем при расчетах по методу средних нагрузок или обобщенным параметрам сети. К тому же, реальные технические параметры элементов электрической сети зачастую имеют отклонения от справочных и паспортных значений, применяемых в расчетах, что связано с продолжительностью их эксплуатации и фактическим техническим состоянием электрооборудования. Информация о параметрах электрических режимов работы сети, расходах электроэнергии на собственные нужды, также не обладает идеальной достоверностью, а содержит некоторую долю погрешности. Все это определяет суммарную погрешность расчетов технологических потерь. Чем выше их точность, тем более точным будет и расчет коммерческих потерь электроэнергии [10].

## 2.2 Пути снижения коммерческих потерь

Мероприятия, направленные на снижение коммерческих потерь электроэнергии определяются причинами их возникновения. Многие мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии, достаточно подробно освещены в научно-технической литературе. Основной перечень мероприятий, направленных на совершенствование приборов учета электроэнергии приведен в отраслевой инструкции [23].

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

1. Организационные, повышающие точность расчетов показателей баланса электроэнергии, в т.ч. полезного отпуска потребителям.
2. Технические, в основном связанные с обслуживанием и совершенствованием систем учета электроэнергии.

К основным организационным мероприятиям следует отнести следующие:

- Проверка наличия актов разграничения балансовой принадлежности по точкам поставки внешнего и внутреннего сечения учета электроэнергии, своевременная фиксация всех точек поставки электроэнергии, проверка на соответствие с договорными условиями.
- Формирование и своевременная актуализация баз данных о потребителях электроэнергии и группах учета, с привязкой их к конкретным элементам схемы электрической сети.
- Сверка фактических технических характеристик приборов учета и применяемых в расчетах.
- Проверка наличия и правильности алгоритмов «дорасчета» потерь при установке приборов учета не на границе балансовой принадлежности.
- Своевременная сверка показаний приборов учета, максимальная автоматизация операционной деятельности по расчетам объемов электроэнергии для исключения влияния «человеческого фактора».
- Исключение практики «безучетного» электроснабжения.

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

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

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

– Выявление хищений электроэнергии.

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

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

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

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

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

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

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

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

– Установка приборов учета за пределами частных владений.

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

– Внедрение автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ), как для промышленных, так и для бытовых потребителей.

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

Для решения вопросов по снижению коммерческих потерь электроэнергии также необходимо совершенствовать нормативно-правовую базу в области энергоснабжения и учета электроэнергии. В частности, применение нормативов потребления коммунальных услуг по электроснабжению должно побуждать абонентов к скорейшей установке приборов учета (устранения их неисправностей), а не к подсчету выгоды от их отсутствия. Процедура допуска представителей сетевых компаний для

проверки состояния приборов учета и снятия их показаний у потребителей, в первую очередь у физических лиц, должна быть максимально проста, а ответственность за несанкционированное электропотребление усилена [24].

### **3 Приборы учета электроэнергии**

Прибор учета электроэнергии – прибор для измерения расхода электроэнергии переменного или постоянного тока (обычно в кВт·ч или А·ч).

#### **3.1 Классификация счетчиков электроэнергии**

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

По типу подключения все счетчики разделяют на приборы прямого включения в силовую цепь и приборы трансформаторного включения, подключаемые к силовой цепи через специальные измерительные трансформаторы.

По измеряемым величинам электросчетчики разделяют на однофазные (измерение переменного тока 220 В, 50 Гц) и трехфазные (380 В, 50 Гц). Все современные электронные трехфазные счетчики поддерживают однофазный учёт.

Также существуют трехфазные счетчики для измерения тока напряжением в 100 В, которые применяются только с трансформаторами тока в высоковольтных (напряжением выше 660 В) цепях.

По конструкции:

Индукционным (электромеханическим электросчетчиком) называется электросчетчик, в котором магнитное поле неподвижных токопроводящих катушек влияет на подвижный элемент из проводящего материала. Подвижный элемент представляет собой диск, по которому протекают токи, индуцированные магнитным полем катушек. Количество оборотов диска в этом случае прямо пропорционально потребленной электроэнергии.

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

Электронным (статическим электросчетчиком) называется электросчетчик, в котором переменный ток и напряжение воздействуют на твердотельные (электронные) элементы для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии. То есть измерения активной энергии такими электросчетчиками основаны на преобразовании аналоговых входных сигналов тока и напряжения в счетный импульс. Измерительный элемент электронного электросчетчика служит для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии. Счетный механизм представляет собой электромеханическое (имеет преимущество в областях с холодным климатом, при условии установки прибора на улице) или электронное устройство, содержащее как запоминающее устройство, так и дисплей. Электронные счетчики хорошо подходят для квартир с большим потреблением и предприятий.[11]

Основными достоинствами электронных электросчетчиков является возможность учёта электроэнергии по дифференцированным тарифам (одно-, двух- и более тарифный), то есть возможность запоминать и показывать количество использованной электроэнергии в зависимости от запрограммированных периодов времени, многотарифный учёт достигается за счет набора счетных механизмов, каждый из которых работает в установленные интервалы времени, соответствующие различным тарифам [11]. Электронные электросчетчики имеют большой межповерочный период (8-16 лет).

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

### 3.2 Особенности индукционных счетчиков и электронных

Электронные счетчики пока существенно дороже индукционных, но их применение дает значительный экономический эффект, зависящий от количества проходящей через счетчик электроэнергии и структуры автоматизации объекта, по которому осуществляется измерение и учет. Пришло время постепенной замены индукционных счетчиков на электронные. Предпосылкой замены является повсеместный переход от локального учета к автоматизированному с созданием АСКУЭ энергосистем. Тогда эффект от применения электронных счетчиков будет в следующем, таблица 3.2.1[12].

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

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

Таблица 3.2 – Сравнение индукционных и электронных электросчетчиков

Преимущества электронных счетчиков	Недостатки индукционных счетчиков
1	2

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

### 3.3 Проблемы энергоучета в энергосистемах

Эффективный энергоучет – это правильно организованный автоматизированный учет с оперативной передачей данных из множества точек учета: на линиях, шинах и фидерах подстанций энергосистемы и потребителей

– в соответствующие структуры энергосистемы и их обрабатывающие центры. Такой учет требует создания современных АСКУЭ энергосистем – Автоматизированных Систем учета, Контроля и Управления выработкой, передачей, распределением, потреблением и сбытом Энергии. Создание АИСКУЭ – предпосылка решения и главных балансных проблем



энергосистем: получения достоверного, точного и оперативного баланса по потокам каждого крупного потребителя. Только балансный подход способен выявить и перекрыть все утечки и потери электроэнергии [25].

### 3.4 Счетчики РиМ

Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ многофункциональные приборы, предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности (активной, реактивной, полной) в однофазных двухпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты. Счетчики имеют встроенный тарификатор со встроенными часами реального времени (ЧРВ), УКН (в зависимости от исполнения) и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии [13].

Счетчики ИПУЭ РиМ обеспечивают:

- Учет активной, реактивной электроэнергии
- Учет технических потерь в линия электропередач;
- фиксацию максимумов активной мощности на расчетном интервале;
- измерения тока, напряжения;
- передачу результатов измерений по силовой сети.

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

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

Счетчик Меркурий имеет возможность учета электроэнергии с использованием дифференцированного тарифа по зонам суток.

## 4 Потери электроэнергии в фидере 15-1018

По фидеру 15-1018, по ТП 40,43,68,70 в Черногорском РЭС проанализируем потери ЭЭ в электрических сетях. Рассмотрим потери электроэнергии с 2014 по 2018 год. А также проанализируем потери электроэнергии до и после подключения счетчиков к системе АСКУЭ.

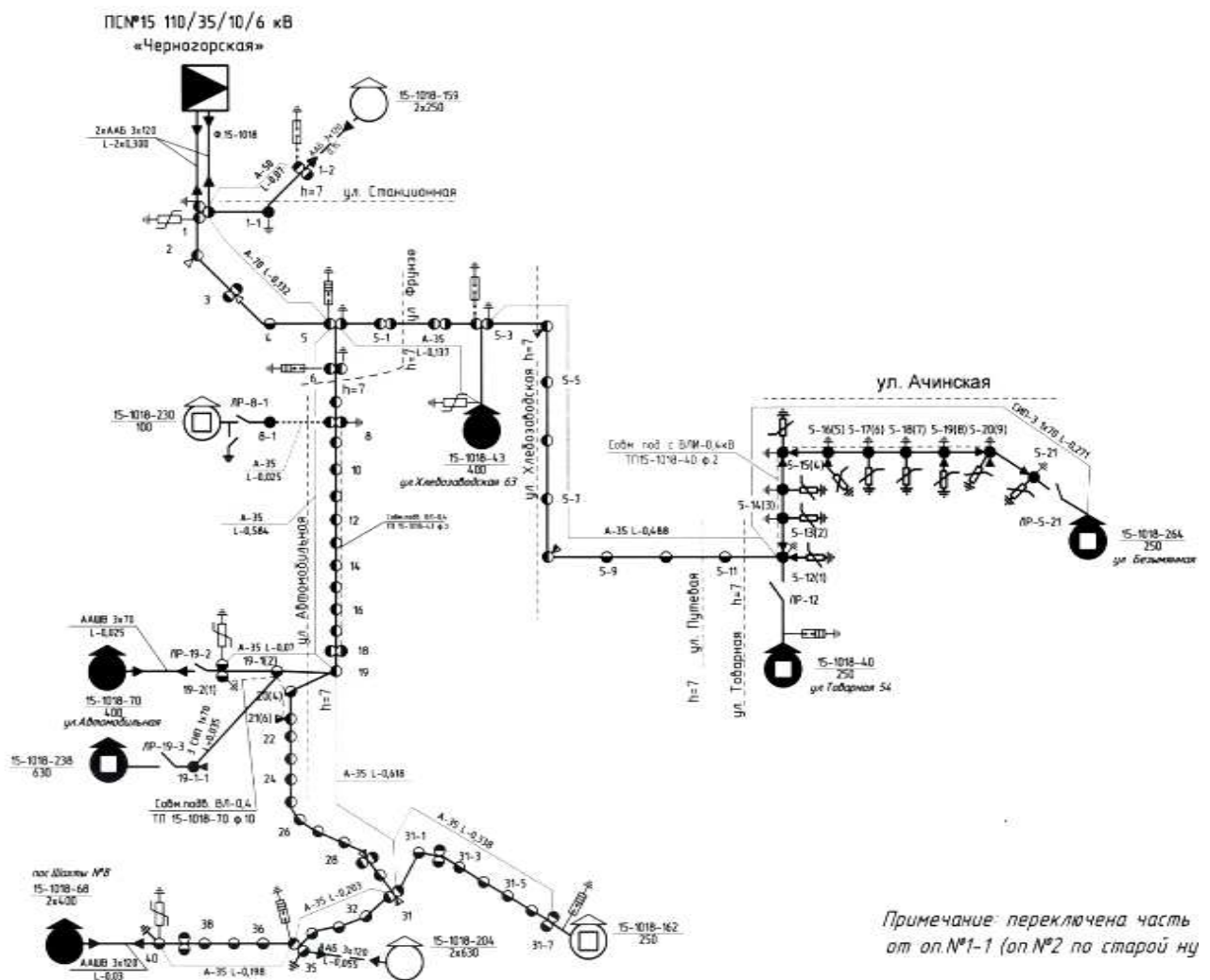


Рисунок 4.1-Схема фидера 15-1018

## 4.1 Потери электроэнергии в ТП

По данным потерь ТП 15-1018-40 для наглядности сведем данные потерь электроэнергии по годам в процентах в таблицу, построим графики.

Таблица 4.1 – Динамика потерь электроэнергии ТП 15-1018-40 за период 2014-2018гг.

Год	2014	2015	2016	2017	2018
Потери	29,37%	31,38%	46,29%	20%	3%

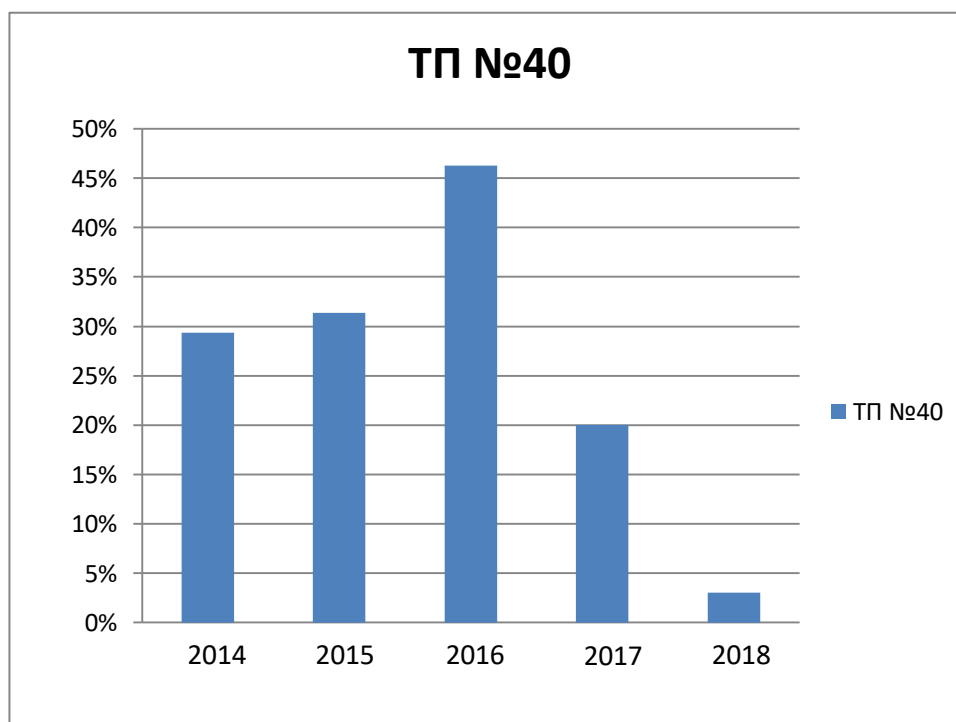


Рисунок 4.2 - Доля годовых потерь электроэнергии в процентах от общего отпуска

Как видно из данного графика, потери с 2014 по 2017 год находятся в диапазоне от 20 до 50 процентов, связано это в основном с незаконным подключением к сетям электроснабжения, несоответствием дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом, расчетов потребленной электроэнергии на основе договора без учётного

электропотребления и тем, что в данное время счётчики не были обвязаны системой АСКУЭ. С середины 2017 года существующие счетчики стали подключать к маршрутизаторам для передачи данным о потреблённой ЭЭ в Черногорский РЭС, что как видно из графика, позволяет снизить потери, но они все еще находятся на высоком уровне, связанно это с тем, что производилась настройка и отладка системы и постепенный перевод потребителей на новую систему. В 2018 году АСКУЭ заработала в штатном режиме, чем, как видно из графика, удалось снизить потери до 3%.

Таблица 4.2 - Динамика потерь электроэнергии ТП 15-1018-40 за период 2014-2018гг. ежемесячно

Месяц	2017	2018
январь	38,50%	38,99%
февраль	37,75%	-24,92%
март	9,85%	82,82%
апрель	32,66%	26,04%
май	17%	-10,18%
июнь	-29,05%	100%
июль	-51,59%	100%
август	-15,08%	100%
сентябрь	44%	39,12%
октябрь	17,86%	0,05%
ноябрь	26,99%	3%
декабрь	37,02%	8%

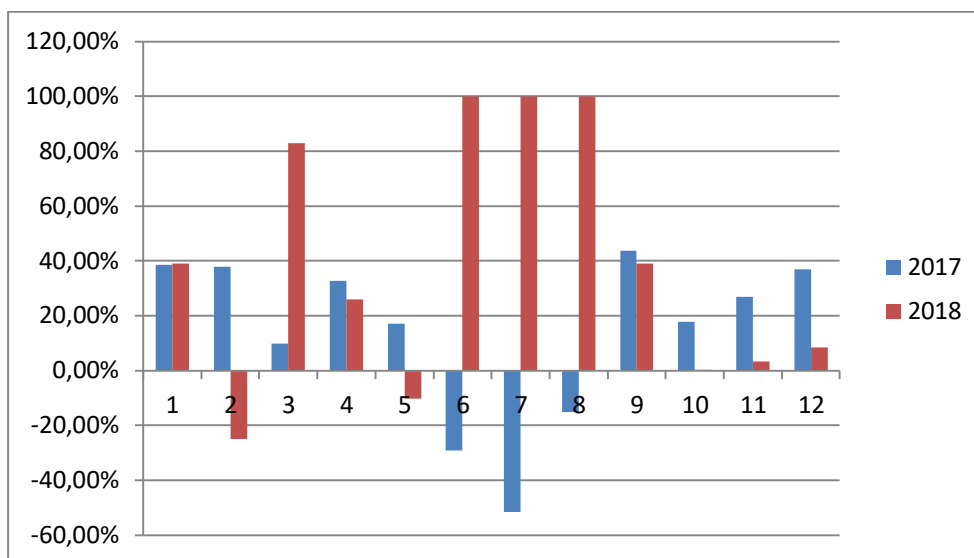


Рисунок 4.3 - Доля потерь электроэнергии в 2017-2018 гг. по месяцам

На данном графике видно, что во втором полугодии 2017 года потери находятся на уровне прошлого года. В июне - августе потери отрицательные. Объясняется это с тем, что начали вводить систему АСКУЭ, и производилась отладка системы. Потребители в это время могли сами снимать показания и тем самым занижать их значения, передавая данные позже расчетного периода. Все это в совокупности дает отрицательные потери. В конце 2018 года потери находятся на низком уровне. Это говорит о том, что АСКУЭ начала работать в штатном режиме.

По данным потерь ТП 15-1018-43 для наглядности потерь электроэнергии сведем данные по годам в таблицу, построим графики.

Таблица 4.3 - Потери электроэнергии ТП 15-1018-43.

Год	2014	2015	2016	2017	2018
Потери	30,83%	28,88%	43,88%	28,82%	-0,32%

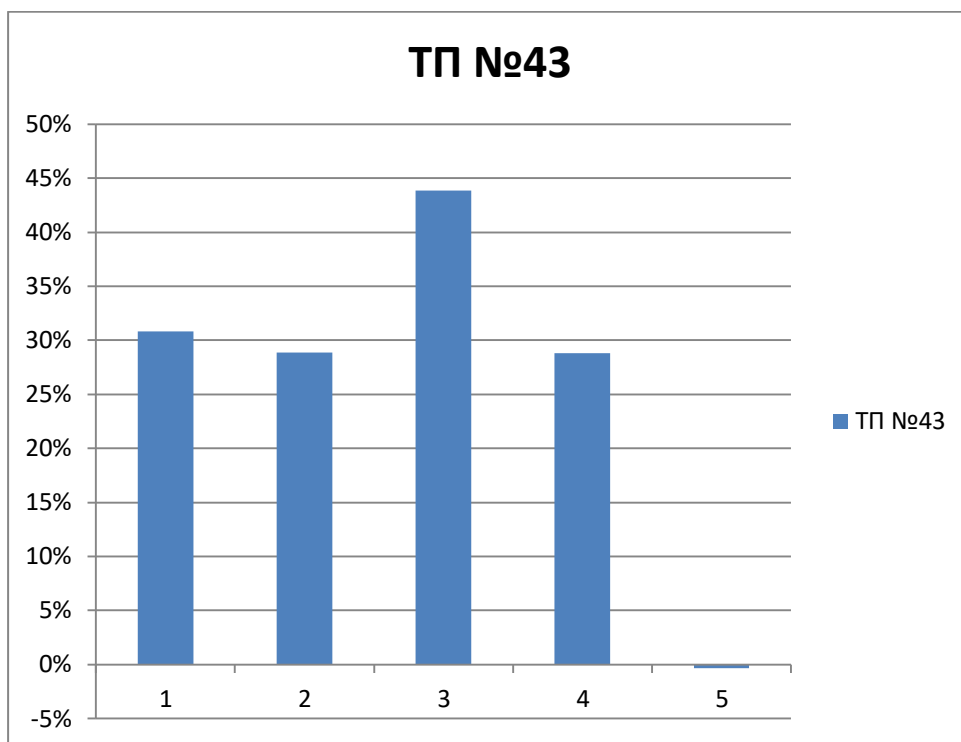


Рисунок 4.4 - График потерь в % ТП 15-1018-43

Как видно из данного графика, потери с 2014 по 2017 год находятся в диапазоне от 25 до 50 процентов, связано это в основном с незаконным подключением к сетям электроснабжения, несоответствием дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом, расчетов потребленной электроэнергии на основе договора без учётного электропотребления и тем, что в данное время счётчики не были обвязаны системой АСКУЭ. С середины 2017 года существующие счетчики стали подключать к маршрутизаторам для передачи данным о потреблённой ЭЭ в Черногорский РЭС, что как видно из графика, позволяет снизить потери, но они все еще находятся на высоком уровне, связано это с тем, что производилась настройка и отладка системы и постепенный перевод потребителей на новую систему. В 2018 году АСКУЭ заработала в штатном режиме, чем, как видно из графика, удалось снизить потери до -0,3%.

Таблица 4.4 - Потери электроэнергии ТП 15-1018-43

Месяц	2017	2018
январь	44,88%	43,66%

Окончание таблицы 4.4

февраль	47,79%	33,07%
март	30,71%	32,39%
апрель	35,68%	31,67%
май	-2,98%	100%
июнь	7,29%	100%
июль	-6,05%	100%
август	16,25%	100%
сентябрь	100%	52,19%
октябрь	55,91%	4,62%
ноябрь	32,33%	7%
декабрь	37,93%	7%

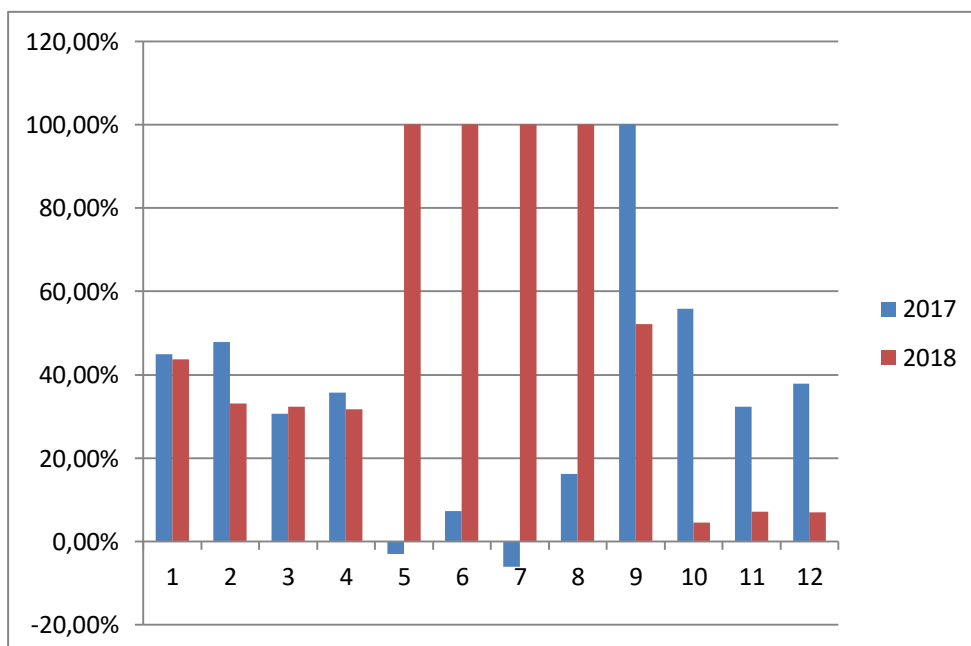


Рисунок 4.5 - График потерь в % ТП 15-1018-43

На данном графике видно, что во втором полугодие 2017 года потери находятся на уровне прошлого года, после видно, что потери находятся на отрицательном уровне. Связанно это с тем, что начали вводить систему АСКУЭ и производилась отладка системы, потребители в это время, могли

сами снимать показания и тем самым занижать их значения, и передавать данные позже расчетного периода. Все это в совокупности дает отрицательные потери. В конце 2018 года потери находятся на низком уровне, это говорит о том, что АСКУЭ начала работать в штатном режиме.

По данным потерь ТП 15-1018-68 для наглядности потерь электроэнергии сведем данные по годам в % в таблицу, построим графики

Таблица 4.5 - Потери электроэнергии ТП 15-1018-68.

Год	2014	2015	2016	2017	2018
Потери	58,02%	40,25%	47,25%	34,85%	0,63%

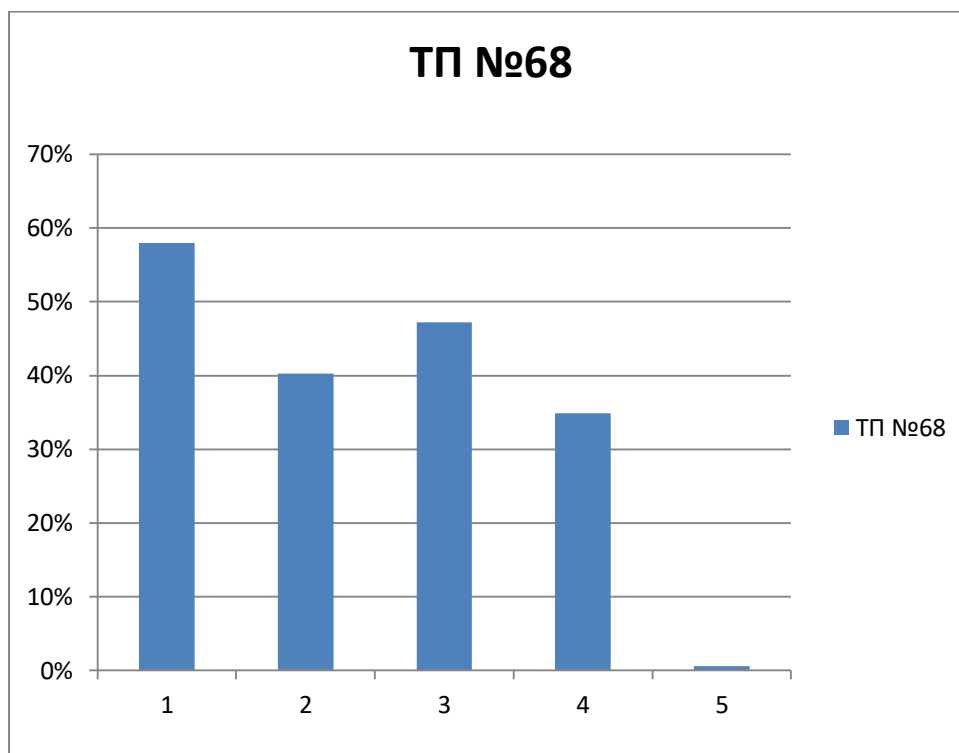


Рисунок 4.6 - График потерь в % ТП 15-1018-68

Как видно из данного графика, потери с 2014 по 2017 год находятся в диапазоне от 20 до 50 процентов, связанно это в основном с незаконным подключением к сетям электроснабжения, несоответствием дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом, расчетов



потребленной электроэнергии на основе договора без учётного электропотребления и тем, что в данное время счётчики не были обвязаны системой АСКУЭ. С середины 2017 года существующие счетчики стали подключать к маршрутизаторам для передачи данным о потреблённой ЭЭ в Черногорский РЭС, что как видно из графика, позволяет снизить потери, но они все еще находятся на высоком уровне, связанно это с тем, что производилась настройка и отладка системы и постепенный перевод потребителей на новую систему. В 2018 году АСКУЭ заработала в штатном режиме, чем, как видно из графика, удалось снизить потери до 0,63%.

Таблица 4.6 - Потери электроэнергии ТП 15-1018-68

Месяц	2017	2018
январь	45,80%	52,89%
февраль	15,95%	7,82%
март	56,57%	85,95%
апрель	44,61%	66,75%
май	2,61%	100%
июнь	14,34%	100%
июль	-27,19%	100%
август	51,67%	-30,90%
сентябрь	100%	8,94%
октябрь	87,08%	9,27%
ноябрь	21,83%	21,54%
декабрь	47,08%	11,52%

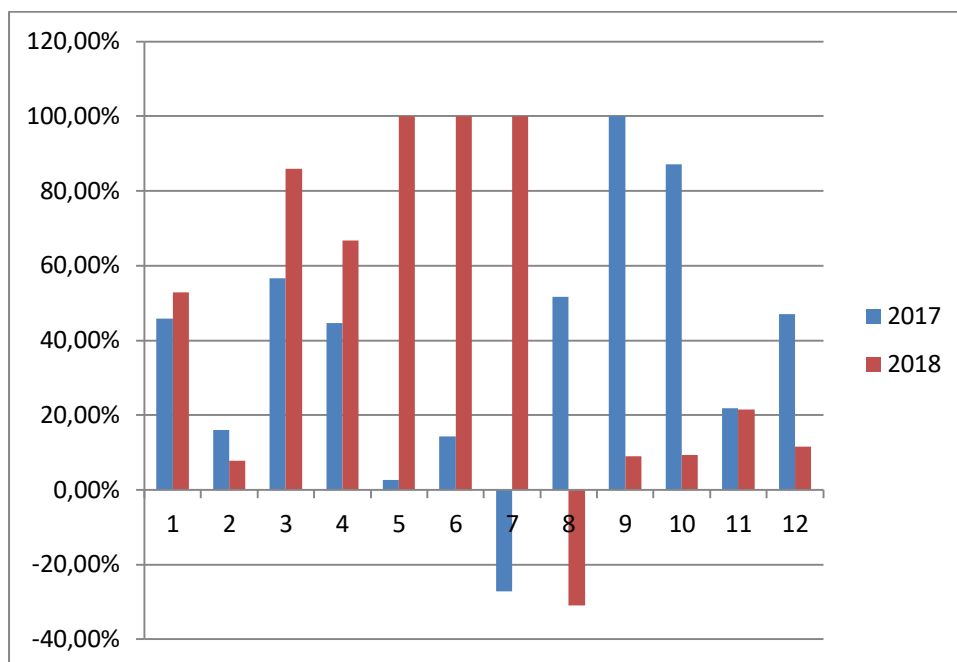


Рисунок 4.7 - График потерь в % ТП 15-1018-68

На данном графике видно, что во втором полугодие 2017 года потери находятся на уровне прошлого года, после видно, что потери находятся на отрицательном уровне. Связанно это с тем, что начали вводить систему АСКУЭ и производилась отладка системы, потребители в это время, могли сами снимать показания и тем самым занижать их значения, и передавать данные позже расчетного периода. Все это в совокупности дает отрицательные потери. В конце 2018 года потери находятся на низком уровне, это говорит о том, что АСКУЭ начала работать в штатном режиме.

По данным потерь ТП 15-1018-68 для наглядности потерь электроэнергии сведем данные по годам в % в таблицу, построим графики

Таблица 4.7 - Потери электроэнергии ТП 15-1018-70.

Год	2014	2015	2016	2017	2018
Потери	91,13%	86,07%	84,50%	19,56%	3,13%

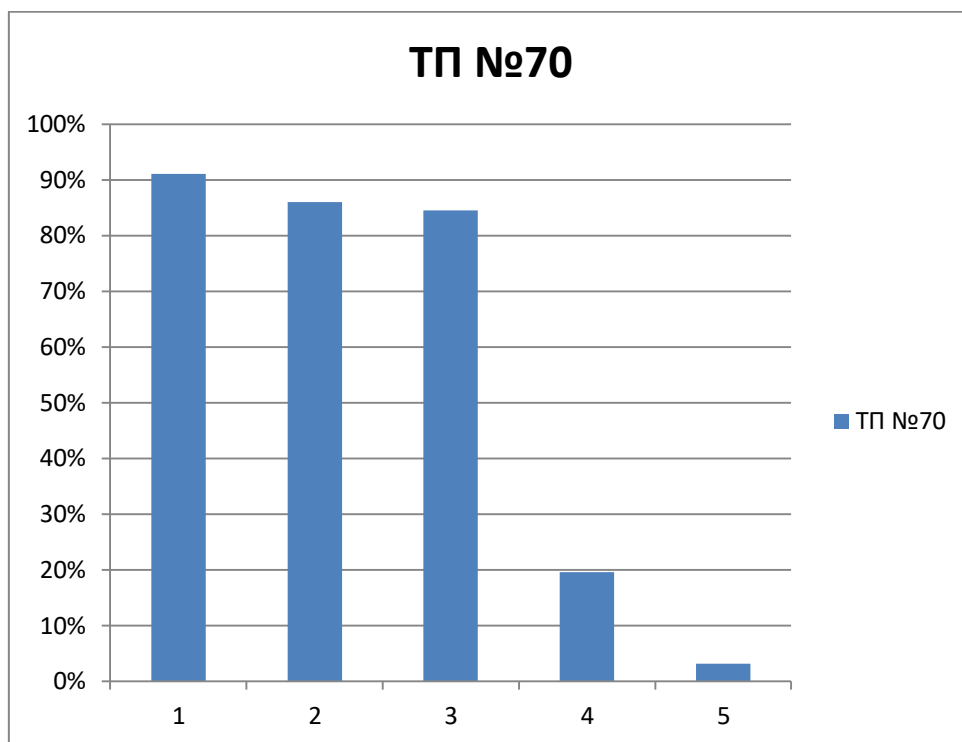


Рисунок 4.8 - График потерь в % ТП 15-1018-70

Как видно из данного графика, потери с 2014 по 2017 год находятся в диапазоне от 20 до 50 процентов, связано это в основном с незаконным подключением к сетям электроснабжения, несоответствием дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом, расчетов потребленной электроэнергии на основе договора без учётного электропотребления и тем, что в данное время счётчики не были обвязаны системой АСКУЭ. С середины 2017 года существующие счетчики стали подключать к маршрутизаторам для передачи данным о потреблённой ЭЭ в Черногорский РЭС, что как видно из графика, позволяет снизить потери, но они все еще находятся на высоком уровне, связано это с тем, что производилась настройка и отладка системы и постепенный перевод потребителей на новую систему. В 2018 году АСКУЭ заработала в штатном режиме, чем, как видно из графика, удалось снизить потери до 3,13%.

Таблица 4.9 - Потери электроэнергии ТП 15-1018-70

Месяц	2017	2018
январь	62,74%	51,99%
февраль	67,19%	39,64%
март	66,99%	18,30%
апрель	74,06%	75,16%
май	54,36%	100%
июнь	83,46%	100%
июль	79,10%	78,68%
август	83,27%	48,26%
сентябрь	100%	31,38%
октябрь	67,99%	17,83%
ноябрь	56,76%	85,74%
декабрь	62,14%	29,70%

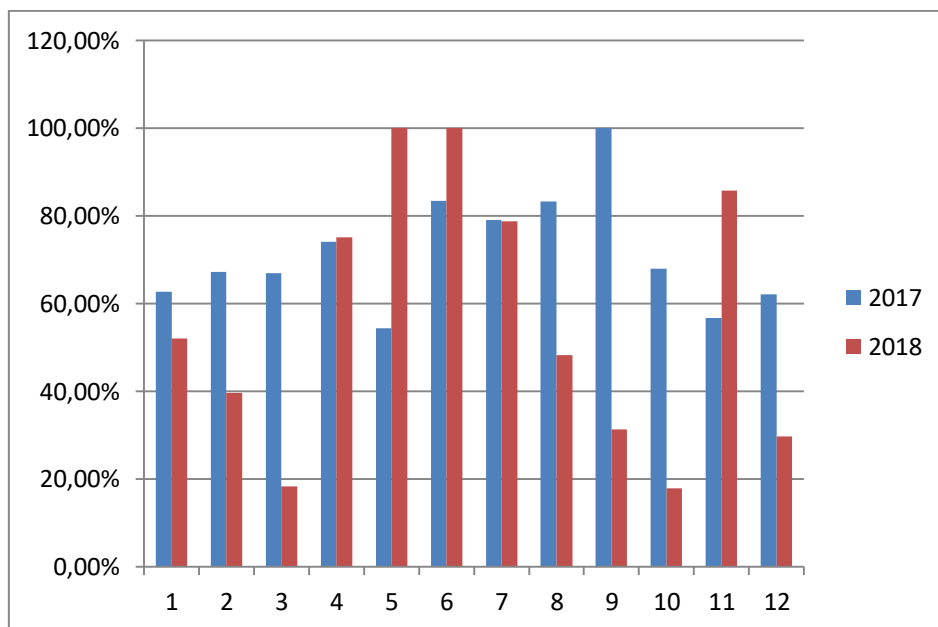


Рисунок 4.9 - График потерь в % ТП 15-1018-70

На данном графике видно, что во втором полугодие 2017 года потери находятся на уровне прошлого года, после видно, что потери находятся на

отрицательном уровне. Связанно это с тем, что начали вводить систему АСКУЭ и производилась отладка системы, потребители в это время, могли сами снимать показания и тем самым занижать их значения, и передавать данные позже расчетного периода. Все это в совокупности дает отрицательные потери. В конце 2018 года потери находятся на низком уровне, это говорит о том, что АСКУЭ начала работать в штатном режиме.

Разберем коммерческие потери более подробно на примере ТП №40.

По таблице 4.1 и рисунку 4.2 для ТП 15-1018-40 видно, что коммерческие потери электроэнергии в разные годы кроме конца 2017 и начала 2018 года, когда у части потребителей началась внедряться система АСКУЭ, составляют примерно одинаковую величину. Такие потери ЭЭ, до внедрения АСКУЭ (2014-середина 2017 года) обусловлены не только хищениями электроэнергии, особенно заметными в зимний период года (так как похищенную электроэнергию люди используют в основном для обогрева жилища при помощи электрических обогревателей). Помимо хищения электроэнергии потребители могут выводить приборы учета ЭЭ из строя, после чего РЭС вынужден производить перерасчет потребленной электроэнергии собственником дома по среднепотребленной электроэнергии за год. За счет этого потребитель может расходовать больше электроэнергии, чем за прошлый расчетный период и, таким образом, экономить денежные средства.

В середине 2017 года РЭС начинает вводить систему АСКУЭ. Как видно на графике, потери находятся на более низком уровне, чем за предыдущий год. Связанно это с тем, что почти все потребители были подключены к автоматизированной системе коммерческого учета электроэнергии. Из-за этого стало труднее производить хищение электроэнергии и практически пропал такой фактор, как несоответствие дат снятия показаний счетчиков с расчетным периодом. Все это в совокупности дает снижение коммерческих потерь.

#### **4.2 Анализ эффективности внедрения системы АСКУЭ на ТП №40, № 43, №68, № 70 Ф 15-1018.**

Интеллектуальные счетчики в Черногорском РЭС зарекомендовали себя как выгодные и более удобные. Они существенно снижают затраты компании на оплату услуг технического персонала, так как позволяют дистанционно не только отключать потребителя от сети, но и смотреть потребление электроэнергии в режиме реального времени, вести статистику потребленной электроэнергии конкретным потребителем. Также такие приборы учета позволяют снизить расходы компании на оплату потерь из-за несанкционированного подключения к сети, несоответствия дат снятия показаний, так как такие счетчики автоматически передают показания на сервер РЭС, что позволяет снизить убыток от коммерческих потерь электроэнергии. Новые счетчики имеют более высокий класс точности, что тоже сказывается на качестве учета ЭЭ, позволяет переключаться на ночной тариф, что для конечного потребителя позволяет сэкономить на оплате потребленной электроэнергии.

Эффективность внедрения системы АСКУЭ оценим путем корреляционного анализа с использованием пакета статистического анализа в программе Excel .

Рассчитаем коэффициент корреляции годовых потерь электроэнергии и количества подключенных потребителей к системе АСКУЭ. Построим график зависимости потерь от количества подключенных потребителей к системе АИИСКУЭ в период с 2014 по 2018 год для ТП №40.

Исходные данные по количеству установленных счетчиков в ТП 15-1018-40 и результаты расчета коэффициента корреляции сведем таблицу 4.2.1, а также покажем на графиках рисунка 4.2.2.

Таблица 4.2.1. Корреляция потерь и количества счетчиков.

ТП №40	АСКУЭ	НЕ АСКУЭ
29,37%	0	51
31,38%	0	51
46,29%	0	51
20%	14	51

Окончание таблицы 4.2.1

3%	50	1
КОРРЕЛ	-0,89357	-0,22752406

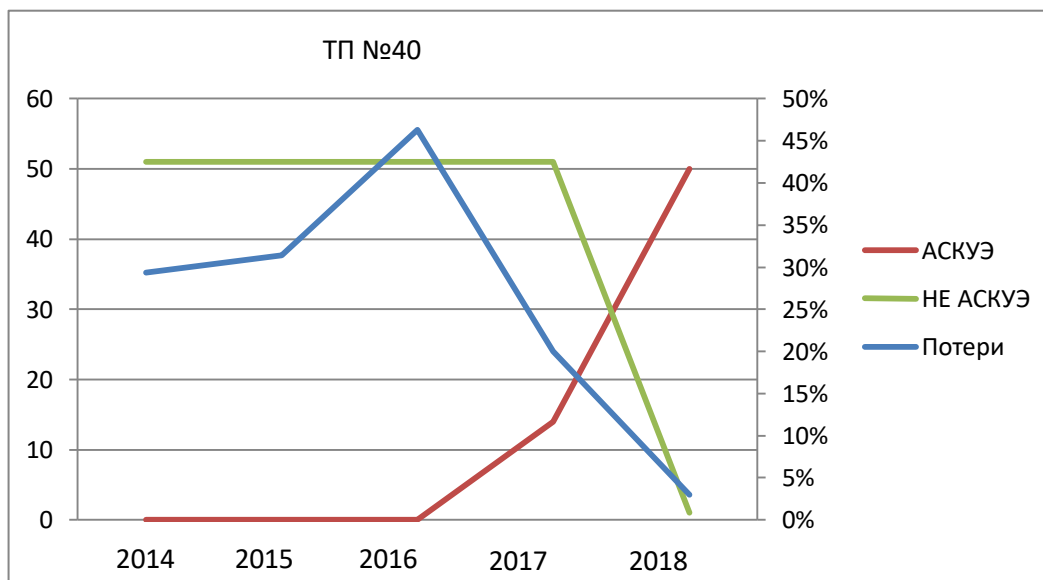


Рисунок 4.2.2 – Доля установленных счетчиков, подключенных к системе АСКУЭ

Как видно из таблицы 4.2.1, значение корреляции между потерями и долей АСКУЭ находится на уровне, близком к значению -1, что говорит об обратной зависимости. То есть, чем больше счетчиков, подключённых к системе АСКУЭ, тем на более низком уровне находятся потери электроэнергии.

Занесем данные по потерям за год и количество подключенных потребителей к системе АСКУЭ. Построим график зависимости потерь от кол-ва подключенных потребителей к системе АИИСКУЭ в период с 2014 по 2018 год для ТП №43.

По данным установленных счетчиков в ТП 15-1018-43 для наглядности корреляции, сведем данные по годам в таблицу 4.2.2, построим графики.

Таблица 4.2.2. Корреляция между потерями и кол-вом счетчиков.

ТП №43	АСКУЭ	НЕ АСКУЭ
30,83%	0	147
28,88%	0	147
43,88%	0	147
28,82%	0	147
-0,32%	142	5
КОРРЕЛ	-0,92205	0,05188257

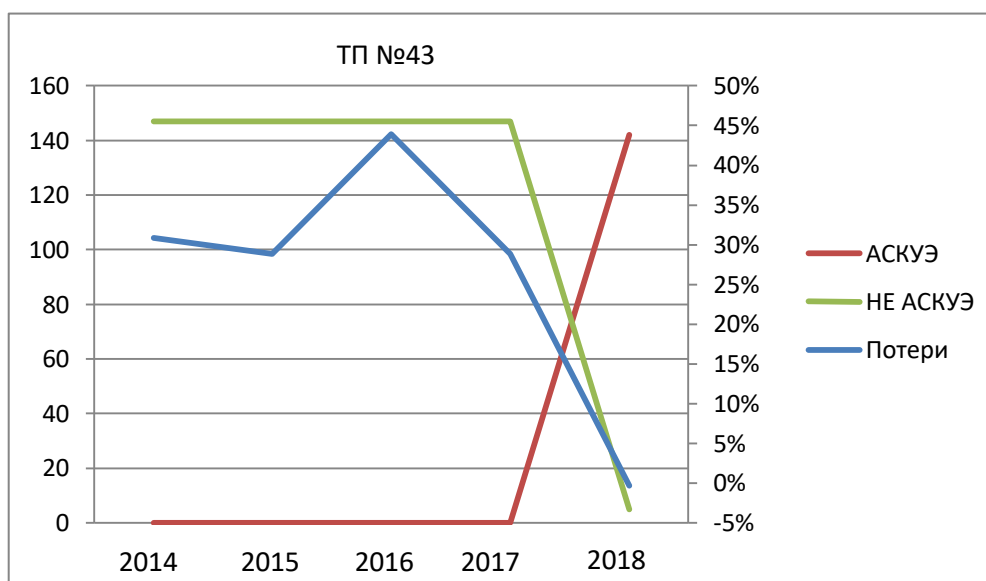


Рисунок 4.2.2-График корреляции

Как видно из таблицы 4.2.2, что значение корреляции между потерями и АСКУЭ находится на уровне близкому к значению -1, что говорит об обратной зависимости, то есть чем больше счетчиков подключённых к системе АСКУЭ, тем на более низком уровне находятся потери электроэнергии.

Занесем данные по потерям за год и количество подключенных потребителей к системе АИИСКУЭ. Построим график зависимости потерь от кол-ва подключенных потребителей к системе АИИСКУЭ в период с 2014 по 2018 год для ТП №68.

По данным установленных счетчиков в ТП 15-1018-68 для наглядности корреляции, сведем данные по годам в таблицу 4.2.3, построим графики.



Таблица 4.2.3. Корреляция между потерями и кол-вом счетчиков.

ТП №68	АСКУЭ	НЕ АСКУЭ
58,02%	0	177
40,25%	0	177
47,25%	0	177
34,85%	0	177
0,63%	165	12
КОРРЕЛ	-0,916785512	0,916785512

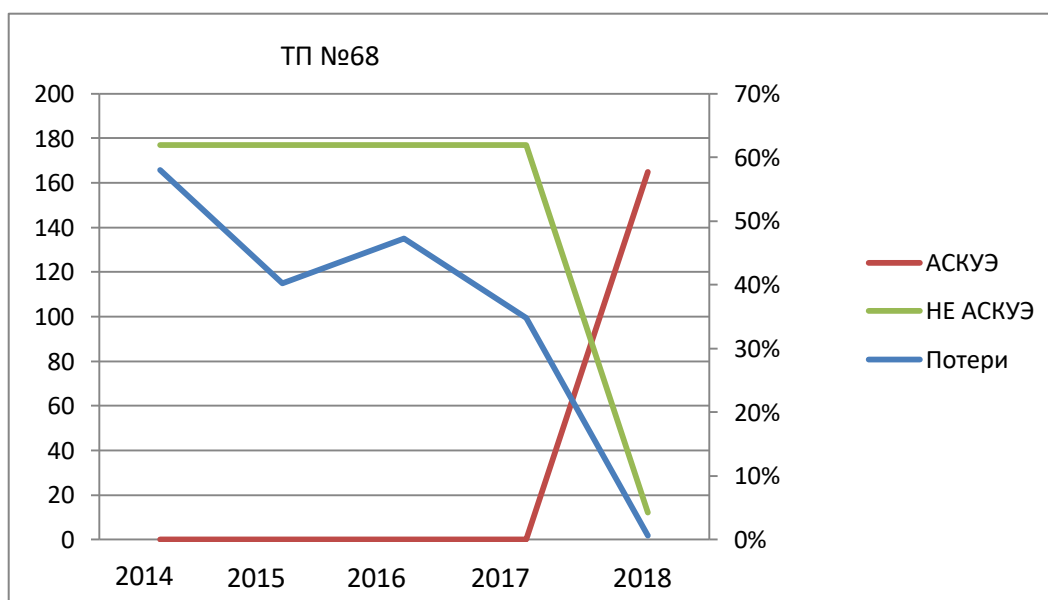


Рисунок 4.2.3-График корреляции

Как видно из таблицы 4.2.3, что значение корреляции между потерями и АСКУЭ находится на уровне близкому к значению -1, что говорит об обратной зависимости, то есть чем больше счетчиков подключённых к системе АСКУЭ, тем на более низком уровне находятся потери электроэнергии.

Занесем данные по потерям за год и количество подключенных потребителей к системе АИИСКУЭ. Построим график зависимости потерь от кол-ва подключенных потребителей к системе АИИСКУЭ в период с 2014 по 2018 год

для ТП №70.

По данным установленных счетчиков в ТП 15-1018-70 для наглядности корреляции, сведем данные по годам в таблицу 4.2.4, построим графики.

Таблица 4.2.4. Корреляция между потерями и кол-вом счетчиков.

ТП №43	АСКУЭ	НЕ АСКУЭ
30,83%	0	0
28,88%	0	0
43,88%	0	0
28,82%	0	147
-0,32%	142	5
КОРРЕЛ	-0,92205	0,05188257

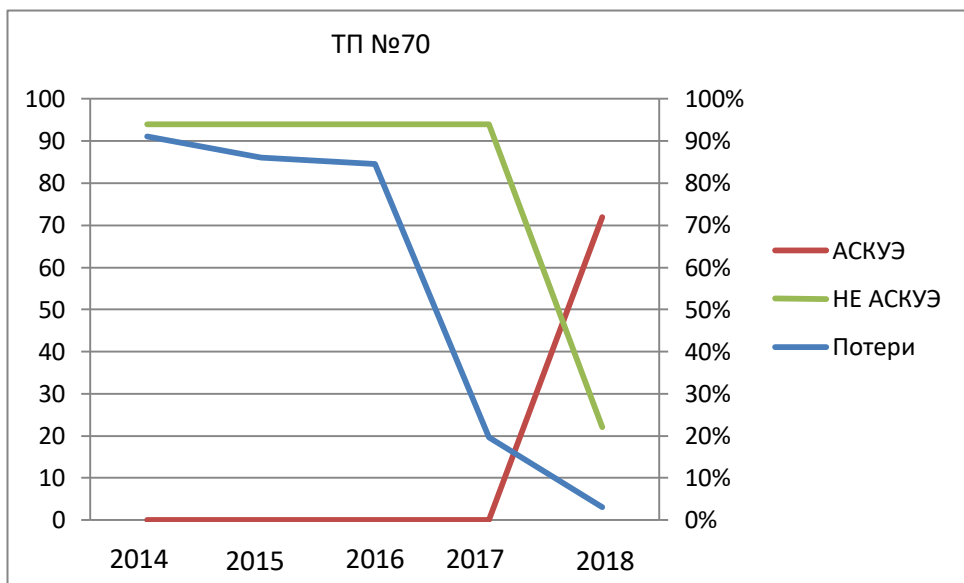


Рисунок 4.2.4-График корреляции

Как видно из таблицы 4.2.4, что значение корреляции между потерями и АСКУЭ находится на уровне близкому к значению -1, что говорит об обратной зависимости, то есть чем больше счетчиков подключённых к системе АСКУЭ, тем на более низком уровне находятся потери электроэнергии.

## 5 Расчет технических потерь по фидеру 15-1018 в линиях 0,4 кВ

Рассчитаем технические потери электроэнергии в ТП №40, №43, №68, №70.

Рассмотрим расчет технических потерь на примере подстанции №40.

Для фидера 1 находим расчетные величины;

$$P_{\text{нагр}} = N * P_{\text{удл}};$$

Где N-кол-во потребителей на данном фидере равно 26.[Таблица 5.1[1]]

$P_{\text{удл}}$ -удельная расчетная нагрузка зависящая от кол-ва потребителей равно 4,2.

$$P_{\text{нагр}} = 4,2 * 27 = 109,2 \text{ кВт}$$

Находим реактивную нагрузку;

$$Q = P * \text{tg}\varphi$$

Где  $\text{tg}\varphi$  = мощность нагрузки.

$$Q = 109,2 * 0,29 = 31,6 \text{ кВар}$$

Полная мощность нагрузки;

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{109,2^2 + 31,6^2} = 113,6 \text{ кВт}$$

Параметры линии представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1-Параметры линии

Марка	R, Ом/км	R, удл	L, м
A-35	0,83	0,747	900

Потери активной мощности;

$$\Delta P = (S^2 / 1000 * U^2) * R_{\text{удл}};$$

где U –напряжение сети.

$R_{\text{удл}}$  -удельное сопротивление линии.

$$\Delta P = (113,6^2 / 1000 * 0,4^2) * 0,747 = 1,5 \text{ кВт}$$

Потеря электроэнергии;

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P * \tau;$$

где  $\tau = 1220$

$$\Delta W_{\text{л}} = 1,2 * 1220 = 1885 \text{ кВт*ч}$$

Потеря мощности в трансформаторе;

Технические характеристики трансформатора занесем в таблицу 5.2

Таблица 5.2-Технические характеристики трансформатора

$\Delta P_{\text{хх}}$	$\Delta P_{\text{к}}$	$I_0$	$U_{\text{к}}$	$S_{\text{ном}}$	$S_{\text{нагр}}$	$R_{\text{тт}}$	$\beta$	$\Delta P_{\text{тт}}$	$\Delta Q_{\text{тт}}$	$\Delta W_{\text{тт}}$
0,61	3,7	1,9%	4,5%	250	231,04	0,104	0,92417	3,1	0,000606	21571,59

$$\Delta P = \Delta P_{\text{к}} * \left( \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2;$$

где  $\Delta P_{\text{к}}$ -Потери короткого замыкания.

$S_{\text{ном}}$ -номинальная мощность трансформатора.

$$\Delta P = 3,7 * \left( \frac{220}{250} \right)^2 = 3,1 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = \frac{U_{\text{к}}}{200} * \frac{S_{\text{нагр}}^2}{S_{\text{ном}}};$$

Где  $U_{\text{к}}$ -напряжение КЗ.

$$\Delta Q = \frac{4,5}{200} * \frac{220^2}{250} = 0,04 \text{ кВар}$$

Потеря электроэнергии в трансформаторе;

$$\Delta W = \Delta P_{\text{хх}} * 8760 + \frac{P_{\text{тт}}^2 + Q_{\text{тт}}^2}{U^2} * R_{\text{тт}} * \tau$$

где  $\Delta P_{\text{хх}}$ -потери холостого хода

$R_{\text{тт}}$ -сопротивление трансформатора

$$\Delta W = 0,61 * 8760 + \frac{220,8^2}{0,4^2} * 0,104 * 1220 = 21571,59 \text{ кВт*ч}$$

Сведем остальной расчет в таблицу 5.3

Таблица 5.3-Расчет подстанции №40

P	Q	R	L	Ом/км	S	Кол-во пот	P*n	ΔP	ΔW <sub>Л</sub>
4,2	31,6	0,747	900	0,83	113,6	26	109,2	1,5	1885,016
4,9	32,6	0,581	700		117,3	23	112,7	1,2	1561,612
					231,04	49		2,8	3446,628

Суммарные потери сети;

$$\sum \Delta W_{\text{сети}} = \Delta W_{\text{линии}} + \Delta W_{\text{ТТ}};$$

$$\sum \Delta W_{\text{сети}} = 3446,628 + 21571,59 = 24561,24 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 9,4\%$$

Расчет технических потерь на подстанции №43

Таблица 5.4-Расчет потерь в линиях ТП №43

P	Q	R	L	Ом/км	S	Кол-во пот	P*n	ΔP	ΔW <sub>Л</sub>
3,3	35,4	0,996	1200	0,83	127,1	37	122,1	2,6	3142,2
3,3	35,4	0,498	600		127,1	37	122,1	1,3	1571,1
3,3	34,5	0,582	701		123,7	36	118,8	1,4	1737,7
3,3	35,4	0,583	702		127,1	37	122,1	1,5	1838,2
					378,0	110		6,8	8289,3

Таблица 5.5-Расчет потерь в трансформаторе ТП №43

ΔP <sub>ХХ</sub>	ΔP <sub>К</sub>	I <sub>о</sub>	U <sub>к</sub>	S <sub>ном</sub>	S <sub>нагр</sub>	R <sub>ТТ</sub>	β	ΔP <sub>ТТ</sub>	ΔQ <sub>ТТ</sub>	ΔW <sub>ТТ</sub>
1,6	5,5	1,6%	4,5%	400	378	0,104	0,9	4,9	0,0006	53200

$$\sum \Delta W_{\text{сети}} = 8289,3 + 53200 = 61448,76 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 11\%$$

Расчет технических потерь на подстанции №68

Таблица 5.6-Расчет потерь в линиях ТП №68

P	Q	R	L	Ом/км	S	Кол-во потр	P*n	ΔP	ΔWл
2,8	60,1	1,245	1500	0,83	215,7	74	207,2	9,3	23178,1
3,3	40,2	0,664	800		144,3	42	138,6	2,2	5531,3
3,3	42,1	0,664	800		151,2	44	145,2	2,4	6070,6
					360,0	160		13,9	34780

Таблица 5.7-Расчет потерь в трансформаторе ТП №68

ΔPxx	ΔPк	Io	Uк	Sном	Sнагр	Rтт	β	ΔPтт	ΔQтт	ΔWтт
1,6	5,5	1,6%	4,5%	400	360,0	0,104	0,9001	4,5	0,00057	46284

$$\sum \Delta W_{\text{сети}} = 34780 + 46284 = 81064 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 5,8\%$$

Расчет технических потерь на подстанции №70

Таблица 5.8-Расчет потерь в линиях ТП №70

P	Q	R	L	Ом/км	S	Кол-во потр	P*n	ΔP	ΔWл
4,2	31,7	0,498	600	0,83	113,7	26	109,2	1,0	2575,2
5,9	24,0	0,8715	1050		86,0	14	82,6	1,0	2578,4
4,2	34,1	0,747	900		122,4	28	117,6	1,8	4479,9
					322,1	68		3,9	9633,5

Таблица 5.9-Расчет потерь в трансформаторе ТП №70

ΔPxx	ΔPк	Io	Uк	Sном	Sнагр	Rтт	β	ΔPтт	ΔQтт	ΔWтт
1,6	5,5	1,6%	4,5%	400	322,1	0,104	0,8	3,6	0,00052	34696

$$\sum \Delta W_{\text{сети}} = 9633,5 + 34696 = 44329,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 4,8\%$$

Технические потери по всем ТП в лежат в пределах от 5 до 11 процентов.

## 6 Расчет экономической эффективности внедрения АИСКУЭ.

Проанализируем потери за 2017 и 2018 год. В 2017 году только небольшую часть подстанций начали обвязывать системой АИСКУЭ. В 2018 году уже большинство потребителей перевели на новую систему энергоучета. Так же рассчитаем экономический эффект от внедрения автоматической системы энергоучета.

Расчетные значения потерь за 2016 год сведем в таблицу 6.1;

Таблица 6.1-Потери за 2016 год

№ подстанции	Поступление в фидер	Тарифная ставка	Потери коммерческие	Потери в руб
40	98 613	1,52	45 644	69378,9
43	249 000	1,52	109 261	166076,7
68	654 702	1,52	309 352	470215,0
70	943 800	1,52	797 521	1212231,9

Как видно из данной таблицы коммерческие потери составляют чуть ли не половину от отпуска электроэнергии в систему. Связанно это с тем, что еще не была внедрена система АИСКУЭ.

Расчетные значения потерь за 2017 год сведем в таблицу 6.2;

Таблица 6.2-Потери за 2017 год

№ подстанции	Поступление в фидер	Тарифная ставка	Потери коммерческие	Потери в руб
40	311 767	1,52	36 429	55372,3
43	718 916	1,52	145 730	221510,3
68	1 759 560	1,52	532 181	808915,8
70	1 855 080	1,52	1 295 191	1968690,6

В середине 2017 года РЭС начал вводить у части абонентов новую систему энергоучета, чем заметно удалось снизить коммерческие потери в сети.

На рисунке 6.1.1 представлена структура коммерческих потерь.

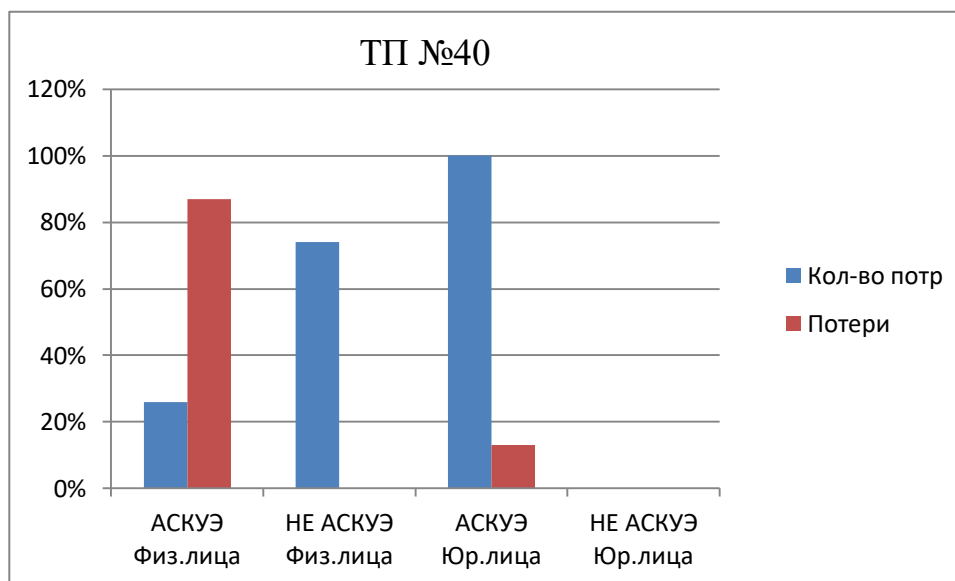


Рисунок 6.1.1-Соотношение потерь от кол-ва потребителей на примере ТП №40.

Как видно из данной диаграммы, наибольшая доля потерь приходится на физ.лиц, что говорит, о том что хищением ЭЭ в основном занимается частный сектор, и именно их нужно подключать к АСКУЭ в первую очередь

Расчетные значения потерь за 2018 год сведем в таблицу 6.3;

Таблица 6.3- Потери за 2018 год

№ подстанции	Поступление в фидер	Тарифная ставка	Потери коммерческие	Потери в руб
40	276 520	1,52	8 692	13211,8
43	536 649	1,52	1 702	2587,0
68	1 382 369	1,52	8 692	13211,8
70	905 823	1,52	313 532	476568,6

В 2018 году почти все потребители были переведены на новый энергоучет, чем существенно удалось снизить коммерческие потери в сети.

На рисунке 6.1.2 представлена структура коммерческих потерь.



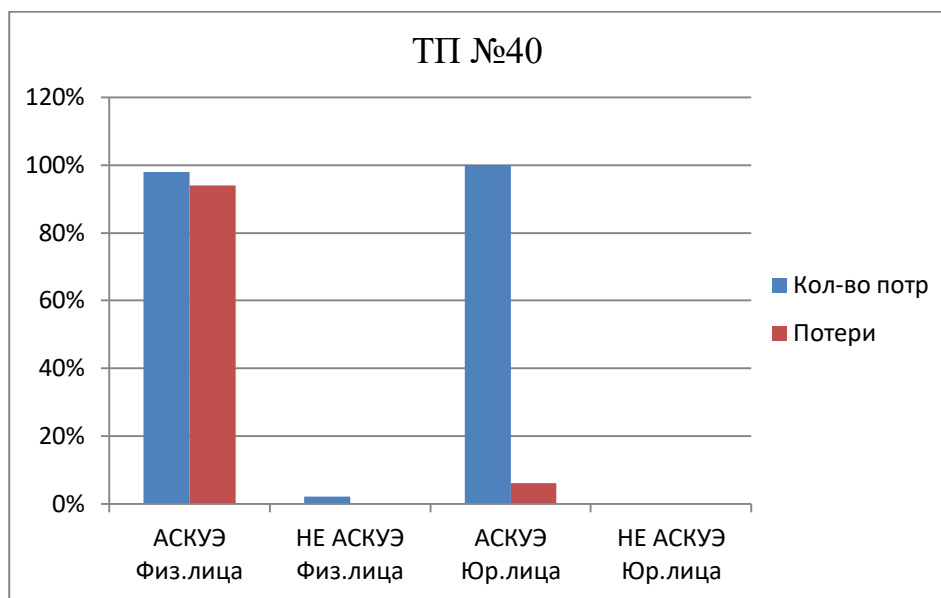


Рисунок 6.1.2-Соотношение потерь от кол-ва потребителей на примере ТП №40

Как видно из данной диаграммы, наибольшая доля потерь приходится на физических лиц, что говорит, о том что хищением электроэнергии в основном занимается частный сектор, и именно их нужно подключать к АСКУЭ в первую очередь.

Экономическую эффективность будем оценивать по методу срока окупаемости. Для расчета будем срока окупаемости определим стоимость установки интеллектуальных счетчиков и подключение их к АСКЭУ и стоимость экономии коммерческих потерь электроэнергии в 2018 году по сравнению с 2017 годом.

Расчетные значения монтажа сведем в таблицу 6.4

Таблица 6.4-Стоимость монтажа электросчетчика.

№ п.п	Наименование	Цена за ед.руб	кол-во,шт	Сумма
1	Счетчик РиМ 189.12	5 950	1	5 950
2	Зажим ответвительный ZP645MN	150	1	150
3	Зажим ответвительный P1x-95	109,63	1	110
4	Стяжной ремешок E778	6	1	6

Окончание таблицы 6.4

5	Зажим анкерный РА25х100	87,05	1	87
6	Лента для крепления F2007,1м	3,248	1	3
7	Скрепа для фиксации ленты NC20	16,7	1	17
8	Кронштейн СА400	102	1	102
9	Стоимость монтажа	0,00	1	0
13	Замена ввода однофазного (СИП 2х16- 25м)	1348,15	1	1348,15
14	Сборка и монтаж щита	3583,1		3583,1
Итого				11 356

Расчетные значения экономии и срока окупаемости сведем в таблицу 6.5

Таблица 6.5-Экономия и срок окупаемости.

№ ТП	Экономия	Срок окупаемости	Кол-во счетчиков	Цена установки счетчиков
40	42160,5	0,26	1	11355,878
43	224097,4	0,25	5	56779,39
68	795703,9	0,17	12	136270,536
70	1492122,0	0,16	22	249829,316

Как видно из таблицы 6.5 срок окупаемости для ТП №40 составляет примерно 4 месяца, что говорит о высокой эффективности внедрения новой системы энергоучета у потребителей.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной работе произведен анализ внедрения системы АИИСКУЭ на ПС №15 «Черногорская» Ф 15-1018. Проведя анализ внедрения системы АИИСКУЭ видно, что окупаемость ее внедрения очень высока, что говорит о правильности внедрения. Применение данной системы позволяет значительно снизить нагрузки на линии, что позволяет производить дополнительные присоединение и увеличение полезного отпуска в сеть. Для уменьшения потерь от хищения электроэнергии рационально применение данных систем или чтобы сетевая компания сама производила замену приборов учета и производила сама присоединяла новых потребителей. В процессе эксплуатации проявились недостатки оборудования, со временем в концентраторах приходит в негодность батарея питания памяти настроек. При отключении или скачке напряжения происходит сброс настроек сети, до заводских из-за чего пропадает опрос приборов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хакасэнерго – МРСК Сибири [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.mrsk-sib.ru> (дата обращения: 25.04.17).
2. Приказ Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям». [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://base.garant.ru/195516/#friends> (дата обращения: 25.04.17).
3. Приказ Росстата от 01.10.2012 №509 « Об утверждении статистического инструментария для организации федерального статистического наблюдения за деятельностью предприятий и организаций в сфере производства и распределения электрической энергии». [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://legalacts.ru/doc/prikaz-rosstata-ot-01102012-n-509-ob/>(дата обращения: 25.04.17).
4. Энергосбережение Коммерческие потери электроэнергии и их снижение[Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.energosber18.ru> (дата обращения: 26.04.17).
5. ГОСТ 6570-96 Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные. Общие технические условия. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://standartgost.ru/g/ГОСТ\\_6570-96/](http://standartgost.ru/g/ГОСТ_6570-96/)(дата обращения: 25.04.17).
6. ГОСТ Р 52321-2005 (МЭК 62053-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 11. Электромеханические счетчики активной энергии классов точности 0,5; 1 и 2. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200039095> (дата обращения: 26.04.17).
7. Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ivo.garant.ru/#/document/12161093/paragraph/2914:0> (дата обращения: 26.04.17).
8. РД 34.09.254 «Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений». [Текст] И 34-70-028-86», М. : СПО Союзтехэнерго, 1987
9. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ivo.garant.ru/#/document/57500322/paragraph/33264:2> (дата обращения: 26.04.17).
10. РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://znaytovar.ru/gost/2/RD\\_340910194\\_Tipovaya\\_instrukc.html](https://znaytovar.ru/gost/2/RD_340910194_Tipovaya_instrukc.html)
11. Счётчик электрической энергии. [Электронный ресурс] // Википедия. Свободная энциклопедия – Режим доступа:

[https://ru.wikipedia.org/wiki/Счётчик\\_электрической\\_энергии](https://ru.wikipedia.org/wiki/Счётчик_электрической_энергии) (дата обращения: 28.04.17).

12. Заметки электрика. Индукционный и электронный счетчик — что лучше? [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <http://zametkielectrika.ru/indukcionnyj-i-elektronnyj-schetchik-что-luchshe/>

13. Счетчики электрической энергии производства АО "РиМ". [Электронный ресурс] // – Режим доступа: [https://www.ao-rim.ru/cat\\_cnt\\_rim189\\_1x](https://www.ao-rim.ru/cat_cnt_rim189_1x)

14. Прайс-лист на счетчики электрической энергии «Меркурий» 29.04.2010г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.elprom-rit.com/price/data/Merkuriy.pdf> (дата обращения: 28.04.17).

15. Прайс-лист на кабельную продукцию от 02.08.2010г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.eti.su/price/cable/power/power\\_1746.html](http://www.eti.su/price/cable/power/power_1746.html) (дата обращения: 28.04.17).

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

17. Методические рекомендации по определению потерь электрической энергии в городских сетях напряжением 10(6)-0,4 кВ. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.infosait.ru/norma\\_doc/45/45970/](http://www.infosait.ru/norma_doc/45/45970/) (дата обращения: 29.05.17).

18. Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://znaytovar.ru/gost/2/metodikametodika\\_rascheta\\_norm.html](https://znaytovar.ru/gost/2/metodikametodika_rascheta_norm.html) (дата обращения: 29.05.17).

19. Методика расчета потерь электроэнергии при установке приборов учета не на границе балансовой принадлежности. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://pandia.ru/text/78/162/79864.php> (дата обращения: 29.05.17).

20. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 (ред. от 11.05.2017) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии". [Электронный ресурс] – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_130498/f7e45d62c761d80c96cf15943de9a3bd8363ac90/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/f7e45d62c761d80c96cf15943de9a3bd8363ac90/) (дата обращения: 29.04.17).

21. Приказ Министерства энергетики РФ от 7 апреля 2010 г. № 149 "Об утверждении порядка заключения и существенных условий договора, регулирующего условия установки, замены и (или) эксплуатации приборов учета используемых энергетических ресурсов". [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12176930/#ixzz4jTB9CoWu> (дата обращения: 30.04.17).

22. Коммерческие потери электроэнергии и их снижение. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://energoser18.ru/energoberezhenie/propaganda/publikaczii/kommercheskie-poteri-elektroenergii-i-ix-snizhenie.html> (дата обращения: 30.04.17).

23. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/5685876/> (дата обращения: 01.05.17).

24. Пути снижения потерь электроэнергии в электрических сетях. [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://www.enelux.ru/puti\\_snizhenija\\_poter\\_elektoenergii\\_v\\_elektricheskix\\_setyah/](https://www.enelux.ru/puti_snizhenija_poter_elektoenergii_v_elektricheskix_setyah/) (дата обращения: 02.05.17).

25. Современные автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ). [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://refleader.ru/polatyrnayfsbew.html> (дата обращения: 05.05.17).

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

Отпечатано в   1   экземпляре.

Библиография   25   наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_  
(дата)

\_\_\_\_\_  
(подпись)  
(ФИО)

Щеглов Е.А.  
(ФИО)





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

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

Электроэнергетика  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Г.Н. Чистяков  
подпись инициалы, фамилия  
«20» 06 2019г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

Анализ эффективности модернизации систем учета электроэнергии в  
Черногорском РЭС  
(наименование темы)

Руководитель	<u>Е.В. Платонова</u> подпись, дата	2019г.	доцент каф. ЭЭ,к.т.н должность, ученая степень	<u>Е.В. Платонова</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u>Е.А. Щеглов</u> подпись, дата	2019г.		<u>Е.А. Щеглов</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>И.А. Кычакова</u> подпись, дата	2019г.		<u>И.А. Кычакова</u> инициалы, фамилия

Абакан 2019