

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем
электроснабжения
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Разработка методик расчета потерь электрической энергии в сетях 0,4/6/10 кВ с применением современных программных комплексов»

Студент

В.В. Паскевич

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

А.Е. Бурмутаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

Оглавление

Введение.....	4
1 Современное состояние проблемы расчета, анализа и снижения потерь энергии в электрических сетях	9
1.1 Современная классификация потерь энергии в электросетях	9
1.2 Анализ эффективности мероприятий по снижению коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ.....	17
1.3 Основные способы автоматизации коммерческого учета электроэнергии для бытовых потребителей.....	28
Выводы по главе 1.....	38
2 Обобщенная характеристика расчета потерь электроэнергии. Применение средств АСКУЭ.....	38
2.1 Обзор существующих методов выявления неконтролируемого потребления электроэнергии.....	38
2.2 Предлагаемые методы выявления неконтролируемого потребления электроэнергии с помощью АСКУЭ.....	42
2.3 Применение оценки диапазонов неопределенности энергораспределения с целью устранения коммерческих потерь электроэнергии	46
2.4 Устройство сбора и передачи данных	50
Выводы по главе 2.....	55
3 Подходы к созданию системы мониторинга потерь энергии в электрических сетях.....	56
3.1 Основные предпосылки и условия создания системы мониторинга потерь электроэнергии в сетях	56
3.2 Программа расчета и анализа потерь электроэнергии в сетях 6-20 и 0,4 кВ	56
3.3 Разработка автоматизированной системы мониторинга уровня и структуры потерь энергии в сетях	69

3.4 Разработка подсистемы подготовки отчетных и аналитических форм о балансах энергии в сетях	71
Выводы по главе 3	75
Заключение	77
Список используемых источников.....	79

Введение

Размер фактических потерь электроэнергии– это разница между объемом электрической энергии, который поставляется в электрическую сеть из других сетей, и объемом электрической энергии, который потребляется энергопринимающими устройствами, присоединенными к этой сети, а также которая передается в другие сетевые организации.

Главным показателем экономичности работы сетей на передачу и распределение электрической энергии по электросетям являются фактические потери электроэнергии.

На данный момент не существуют нормативные документы, которые регламентируют порядок определения баланса электроэнергии в электрических сетях и порядок расчета его составляющих.

Важность решения задач заключается в том, что организация, осуществляющая услуги по передаче электроэнергии обязана компенсировать фактические потери электрической энергии в своих сетях с помощью их покупки на оптовом рынке электроэнергии. При расчете тарифа на оплату услуг по передаче электроэнергии по распределительным сетям электроснабжающих компаний предусматривается величина нормативных технологических потерь электроэнергии. Во многих сетевых организациях фактические потери электрической энергии больше нормативных технологических потерь. Следовательно, сетевая организация, которая оплачивает фактические потери электроэнергии и получает компенсацию в объеме стоимости нормативных технологических потерь электроэнергии, переносит финансовые убытки.

Основные направления диссертационной работы связаны с совершенствованием некоторых методик определения коммерческих потерь электрической энергии, учета отпущенной в распределительную сеть и полезно потребленной электроэнергии. Эти совершенствования позволят вычислить

потери электроэнергии в электросети, разработать программу по снижению потерь и уменьшить финансовых убытков сетевой организации.

На сегодняшний день ключевыми действиями модернизации системы учета электроэнергии являются:

- замена старых индукционных счетчиков на новые;
- активизация введения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) на ПС (подстанциях);
- информационная и функциональная взаимосвязь АСКУЭ и автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ);
- введение автоматических баз данных по абонентам электроэнергии с их привязкой к электросетям для контроля за объемом потребления электроэнергии;
- редактирование ПУЭ, правил проектной документации для защиты бытовых электросчетчиков от воровства потребителями;
- внедрение счетчиков прямого включения с предоплатой.

Для реализации вышеперечисленных мероприятий необходимы значительные денежные вложения и время, что позволит сократить коммерческие потери электроэнергии на 30–35 %.

Согласно научной статье: «Потери коммутации являются доминирующим фактором в потерях электроэнергии, так как частота переключения продолжает возрастать. Существует два способа уменьшения потерь при переключении. Первый способ заключается в использовании нового типа техники переключения, например, переключения нулевого тока (ZCS) или переключения на нулевой уровень напряжения (ZVS), которые требуют дополнительного аппаратного обеспечения» [41].

Следовательно, существует «множество мероприятий для сокращения потерь, создания более экологичной среды, улучшенной полезности системы, надежности, поддержки напряжения, улучшения качества электрической энергии, передачи и распределения пропускной способности и многое другое» [42].

Актуальность работы объясняется медленным, но постоянным ростом стоимости электрической энергии, необходимостью уменьшения потерь электроэнергии в процессе ее производства и доставки до потребителей. Существующие способы экономии электроэнергии не могут обеспечивать достижения максимально возможных энергетических показателей. Необходимо разработать новые способы и подходы к проблеме снижения потерь электроэнергии.

Объектом исследования диссертационной работы является городские электросети 0,4/6/10кВ.

Предметом исследования являются потери электрической энергии в электросетях 0,4/6/10 кВ.

Целью диссертационной работы является совершенствование различных методов расчета, анализа и локализации потерь энергии в электросетях 0,4/6/10 кВ с учетом функционирования АСКУЭ для достижения дополнительного снижения коммерческих потерь.

Задачами диссертационной работы являются:

1. Современное состояние проблемы расчета, анализа и снижения потерь энергии в электросетях.
2. Рассмотрение существующих методик расчета потерь электроэнергии и средств учета отпущенной электроэнергии. Разработка одной из методик расчета коммерческих потерь электроэнергии и программно-технических средств АСКУЭ.
3. Выполнение анализа структуры коммерческих потерь электроэнергии и их уменьшение в распределительных электросетях, методов автоматизации коммерческого учета электроэнергии и пояснение причин эффективности функционирования АСКУЭ.

Научные результаты и новизна работы заключается в совершенствовании существующих методов выявления и анализа

коммерческих потерь энергии в городских электрических сетях напряжением 0,4, 6, 10 кВ с применением современных информационных возможностей.

Практическая ценность и внедрение результатов работы.

Выполненные исследования реализованы в производственном процессе сетевой компании АО «ОРЭС-Тольятти» и приняты к внедрению комплекса решений, направленных на снижение коммерческих потерь в электрических сетях, а также инжиниринговой компании ООО «АЙДИ-ИНЖИНИРИНГ» (г. Екатеринбург) для увеличения продаж средств автоматизации.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на научно-технических семинарах кафедры «Электроснабжение и электротехника».

Публикации. Основные положения диссертации опубликованы в работе, размещенных в журнале «Современные тенденции в науке, технике, образовании» № ISBN-978-5-906978-19-6 (Часть 2 - Сборник научных трудов по материалам III Международной научно-практической конференции). Выпуски журнала включены в РИНЦ (e-library).

Структура и объем работы. Магистерская диссертация состоит из введения, трех глав, заключения и списка использованных источников. Работа изложена на 84 страницах основного текста, содержит 23 рисунков, 5 таблиц. Список использованных источников включает 46 наименований.

Содержание работы распределено по главам следующим образом:

В первой главе представлена классификация составляющих потерь электроэнергии, наиболее детальная по сравнению с применявшейся в прошлом столетии. Проведен анализ причин, из-за которых возникают коммерческие потери электрической энергии в электросетях напряжением 0,4 кВ. Рассмотрены основные способы автоматизации энергоучета.

Во второй главе рассмотрены существующие методы выявления неконтролируемого потребления электрической энергии, которые разделяются на расчетные методы и методы измерения. Предложены несколько методов

выявления неконтролируемого потребления электрической энергии. Также перечислены методы, действующие на территориях Индии, они схожи с методами, рассмотренными в данной работе. Рассмотрено устройство сбора и передачи данных (УСПД), которое способно обмениваться информацией между энергосбытовым предприятием и абонентским прибором учета электроэнергии.

В третьей главе осуществлена разработка функциональной схемы и программной реализации системы мониторинга уровня и структуры потерь электроэнергии в электросетях. Предложены формы реализации системы на основе объединения АСДУ, АСКУЭ, баз данных энергосбытовых организаций и программных комплексов расчета коммерческих потерь электроэнергии. Описан разработанный комплекс формирования аналитических и отчетных форм ПОТЕРИ.

В заключении сформулированы основные научные результаты работы и предложены направления дальнейших исследований.

1 Современное состояние проблемы расчета, анализа и снижения потерь энергии в электрических сетях

1.1 Современная классификация потерь энергии в электросетях

Фактические потери – это разница между электроэнергиями (отпущенной в распределительную сеть и оплаченной), которая включает в себя четыре составляющие:

- потери электроэнергии, формирующиеся при транспортировке электроэнергии по сети и проявляющиеся в преобразовании той или иной части электроэнергии в тепло, называемые фактическими;
- электроэнергия на необходимые собственные нужды подстанций и плавление гололеда;
- инструментальные потери, которые объясняются инструментальными погрешностями;
- коммерческие потери, которые возникают из-за «кражи» электрической энергии, несовпадения денежной платы за электроэнергию потребителями показаниям счетчиков, несвоевременной платы, неплатежа квитанций и т.д. в области формирования наблюдения за тратой электроэнергии. Величина коммерческих потерь обуславливается разницей между фактическими потерями и суммой трех частей потерь (которые описаны выше) и является технологическими потерями.

На рисунке 1.1, находящемся ниже, продемонстрирована структура потерь электроэнергии в электросетях.

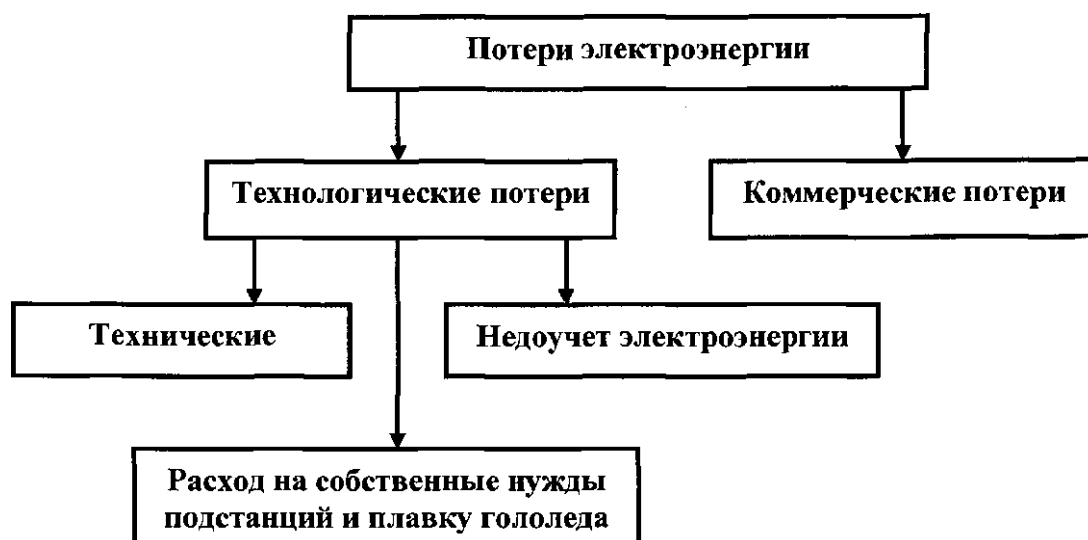


Рисунок 1.1 - Структура потерь электроэнергии

Для всех электросетевых компаний потери – это «часть электрической энергии, где полезный отпуск для потребителя получился не больше электроэнергии, которая создалась на собственных электростанциях и приобретенной у её производителя. Зарегистрированный полезный отпуск электроэнергии – это не только оплаченная ее часть, но и та часть, на которую выданы квитанции на оплату, т.е. потребление электроэнергии документально зафиксировано» [3].

Полезный отпуск электрической энергии абонентам рассчитывают за отчетный период оплаты, следовательно, потерями является вся энергия, оставшаяся без оплаты. Но данный расчет не дает возможности точно определить состав и долю каждой составляющей потерь в сетях электроснабжения потребителей и, соответственно, проводить эффективные действия по сокращению.

Потери электроэнергии ближайшее время также будут возрастать, так как коммерческие потери соотносятся к сетям 0,4, 6, 10 кВ и нагрузка сетей 0,4 кВ будет возрастать из-за превосходства потребления электроэнергии бытовым сектором.

Исследование коммерческих потерь с помощью инструментальных потерь способствует энергосбытовым компаниям подготовить:

- простую форму отчетности при пояснении потерь;
- замену счетчиков электроэнергии на более точные.

Эксперты изучают оснащение точного инструментального учета отданной и использованной электроэнергии. Однако, это не решает вопрос, который связан с коммерческими потерями, а только дает возможность энергоснабжающим компаниям составить наиболее точный инструментальный учет электроэнергии, отданной потребителям, и с помощью этого получить от них дополнительные финансы.

«Коммерческие потери электрической энергии являются итогом выражения «человеческого фактора» в области создания энергосбытового функционирования и не имеют четкого математического описания» [1-5]. Результаты исследований, которые проведены под руководством профессора Воротницкого В.Э., изложены, в разных учебно-методических материалах.

В итоге получаются три типа составляющих коммерческих потерь электроэнергии, которые можно пояснить:

- «ошибками измерений отпуском в сеть и полезным отпуском электроэнергии потребителю;
- снижением полезно отпущенной электроэнергии из-за несовершенств энергосбытовой деятельности и воровства электроэнергии;
- задолженностью по оплате за израсходованную электроэнергию» [1-3].

В любой энергетической организации должна присутствовать точность измерений. Стоит выявить источники возникновения потерь, для их дальнейшей ликвидации.

«Коммерческие потери, обусловленные занижением полезного отпуска электроэнергии из-за недостатков в энергосбытовой деятельности, включают несколько составляющих» [1-5]:

- «потери при выставлении счетов;

- потери по причине несоответствия дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным временем;
- потери по причине расчетов потребленного электричества потребителем на базе договоров безучетного электропотребления;
- потери по причине присутствия бесхозных потребителей;
- потери от воровства электроэнергии» [1-5].

Также, «потери при выставлении счетов обоснованы:

- неверные данные о абонентах электроэнергии, включая: недостаточной или же неверной информацией о заключенных договорах на использование электроэнергии; недочетами в изменении данных о абонентах и т. п.;
- недочетами при выписывании счетов, включая: невыставленными счетами абонентам по причине недоступности наиболее четкой информации по ним и неизменного наблюдения за актуальностью информации; отсутствием наблюдения и недочетами при выставлении счетов абонентам, которые применяют особые тарифы» [1-5].

«Потери по причине несоответствия дат снятия показаний приборов учета с расчетным временем объяснены присутствием достаточного количества потребителей и, недостаточной укомплектованности АО-энерго (контролерами, электромонтерами), а еще очень ограниченным внедрением автоматизированных систем учета электроэнергии» [1-5]. В результате показания приборов учета практически у всех потребителей снимаются заблаговременно или же отправляются самим абонентом заранее, в итоге это разрешает потребителю сокращать потребление и переносить оплату на более поздние сроки.

«Потери по причине расчетов использованной электроэнергии абонентами, которые имеют договоры безучетного потребления электроэнергии, возникающие из-за ошибок в расчетах при использовании электроэнергии (уменьшение расчетных данных относительно реального энергопотребления)» [2].

«Коммерческие потери электроэнергии, возникающие присутствием бесхозных абонентов, объясняются кризисом в экономической сфере. Во многих энергосистемах в последние годы возникли и долгий период времени есть такие дома, общежития, жилые территории деревень, которые не числятся на балансе электросетевых компаний» [1-5]. Абоненты, проживающие в таких домах, за тепло- и электроэнергию не платят. Сколько бы ни старались сетевые организации заставить потребителей оплатить потребленную энергию, и даже отключить от сетей. Но в результате, данные действия организаций бесполезны. При отключении организацией потребителей от сетей, неплательщики по своей воле (самостоятельно) подключаются к сетям. Электрооборудование таких жилых домов не обслуживается никакой организацией, в любой момент может возникнуть авария и такое оборудование небезопасно для жизни людей.

Потери от воровства электрической энергии объясняются с несанкционированным подключением абонентов, милованием со счетчиками и рядом других причин.

Это одна из самых значимых составляющих коммерческих потерь. Как показали зарубежные и отечественные практики по ликвидации хищения электрической энергии, в частности этой деятельностью занимаются бытовые абоненты. Также электроэнергию воруют и разные предприятия, занимающиеся, промышленной и торговой деятельностью, однако это воровство не является основным.

В регионах, где преобладает холодное время года и теплоснабжение абонентов осуществляет деятельность не в полную меру, хищение электроэнергии стремительно увеличивается, а также практически во всех регионах в осенне-весеннее время года, когда отопление не функционирует при низкой температуре воздуха.

«Коммерческие потери, обусловленные несовершенством механизма сбора финансовых средств за потребленную в расчетном периоде электроэнергию (потери при востребовании оплаты), имеют две составляющие» [1-5]:

- «первая составляющая возникает в результате задержек платежей за потребленную электрическую энергию после установленной даты. Эта весьма существенная составляющая коммерческих потерь электроэнергии имеет место в связи с тем, бытовые абоненты не могут в одно и то же время записать показания приборов учета и заплатить за потребленную электроэнергию. На самом деле, платежные действия запаздывают от электропотребления в действительности, следовательно, это дает погрешность в объяснение фактического полезного отпуска бытовым абонентом и в расчет фактического небаланса электрической энергии, потому что запаздывание может достигать до 2-4 месяцев и даже больше» [2].

В существующей методике составления баланса электрической энергии отпуск электроэнергии потребителям определяется по фактической оплате и равен 100 %. На самом деле отпуск потребителю абсолютно другой, и может быть найден примерно и можно довольно сложно спрогнозировать следующие причины:

- большая часть бытового сектора, в частности сельские территории, осуществляет оплату единовременно, примерно в 2-3 месяца;

- присутствие сезонности платежей из-за наличия потребителей, имеющих дачи и производящих платежи один раз за лето;

- «уровень коммерческих потерь сильно увеличивается после повышения тарифов, так как потребители прописывают в квитанциях по оплате за электричество показания счетчиков намного большие, чем на самом деле и платит за большее количество электроэнергии по старым, уже не действующим и более низким тарифам. В конечном итоге в месяц, который предшествует увеличению стоимости за электроэнергию, полезный отпуск населению увеличивается, а в следующие 1-3 месяца он оказывается пониженным» [1-5].

«Вторая составляющая коммерческих (финансовых) потерь — долговременные или безнадежные долги и неоплаченные счета по причине» [2]:

- «неверных (или недостаточных) действий по востребованию оплаты за электроэнергию. Сюда же относятся те потребители, которые являются неплательщиками. Они имеют весомую задолженность по счетам, которую не может востребовать даже суд из-за отсутствия денежных доходов согласно выводам, адвокатов» [3];

- несостоятельность оплаты потребителей;
- потери документов об оплате и мн.др.

Существуют еще четыре дополнительные составляющие коммерческих потерь.

Первая составляющая потеря объясняется занижением итоговой суммы платежей абонентами. «Когда доступ к счетчику, расположенному на территории потребителя, для контролеров энергосбытовой организации затруднен с юридической точки зрения, и потребитель не обязан предоставить доступ на его собственную территорию» [5], то в этом случае потери электроэнергии наиболее вероятны. Если в том случае, когда оплата квитанции потребителем происходит вовремя, то при собственноручном заполнении потребителем квитанции на оплату, можно вписывать различные (уменьшенные) показания счетчика, даже если платеж проводится им вовремя. Следовательно, образовывается долговременный (безнадежный) долг.

Вторая составляющая - это «затраты энергоснабжающей организации на требование долгов и выявление воровства электрической энергии (судебные, транспортные расходы и др.)» [1-5].

Третья составляющая – «принудительное временное введение режима ограничения потребляемой мощности для энергоснабжающего предприятия (образуется действиями оперативно-диспетчерскими работниками энергосетевой компании)» [4].

Ограничение мощности может быть применено:

- при формировании угрозы потери устойчивости энергетической системы по причине недостатка генерирующих мощностей;

- при формировании большой задолженности у энергоснабжающей организации перед оптовым поставщиком электроэнергии.

«Четвертая составляющая возникает при нарушении качества электрической энергии и отклонением потребителя от оплаты некачественной электроэнергии или дополнительными затратами энергоснабжающего предприятия для устранения итогов нарушения качества электроэнергии (проведение мероприятий по локализации и ликвидации причин нарушения качества электроэнергии и ремонт электрооборудования)» [1-5].

Объединенная структура коммерческих потерь электроэнергии в распределительных сетях представлена на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 - Структура коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ

При изучении приведенной на рисунке 1.2 структуры можно выделить «основные направления деятельности энергосбытового предприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии» [5]. Это такие мероприятия, как:

- модернизация внутриорганизационной деятельности на энергопредприятии;
- реализация необходимых функций оперативного диспетчерского управления каждого энергопотребителя;
- остановка и поиск фактов воровства электроэнергии, включая обнаружение мест незафиксированного подключения к линиям электроснабжения;
- наблюдение за своевременностью и полную оплаты за потребленную электроэнергию.

Особенность электроэнергии состоит в том, что создание, передача, распределение и приобретение (потребление) происходят в одно и то же время. Следовательно, можно сделать вывод о том, что воровство такого ценного товара происходит практически всегда и везде. Электрическую энергию нельзя хранить или держать на складах (аккумулировать). Заключительный этап – реализация электроэнергии потребителям, которая устанавливает финансовые результаты деятельности энергосбытовых предприятий.

1.2 Анализ эффективности мероприятий по снижению коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ

Коммерческие потери электроэнергии - это прямой денежный убыток энергоснабжающего предприятия. Как было упомянуто ранее, коммерческие потери электроэнергии – это результат неоплаты потребителями ее части и затратами энергоснабжающего предприятия, которые оно несет на выполнение

различных обязательств по договору энергоснабжения при условии их несоблюдения.

В любом случае, каждое энергоснабжающее предприятие для эффективной работы должно внедрять и использовать действия по сокращению потерь электрической энергии. «Типовой перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях известен и включен в отраслевую инструкцию» [6].

Но в данной инструкции описываются пути снижения технологических потерь электрической энергии. Мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии здесь отсутствуют, так как по ним нет нормативной базы. В настоящее время данную проблему обсуждают и пытаются решить различными методами почти каждое энергоснабжающее предприятие.

Зачастую энергоснабжающие организации обосновывают увеличение тарифов на электрическую энергию как причина роста собственных затрат. А происходит это в связи с отсутствием понятия экономического плана на будущее, ответственности и причастности ко внесению и поддержанию мероприятий по сокращению коммерческих потерь электроэнергии. Выходит, что повышение тарифов на электрическую энергию рождает стремление для ее воровства и неплатежа со стороны абонентов, не активизирует действия по сокращению коммерческих потерь электроэнергии, что в итоге приводит к предстоящему повышению потерь и дальнейшему «решению» этого вопроса на новом тарифном уровне.

В.Э. Воротницкий - доктор технических наук, занимающийся (вместе со своим инженерным составом) вопросами коммерческих потерь и разработкой мероприятий по их сокращению (АО «ВНИИЭ» г. Москва). Инженеры и научные сотрудники советуют проводить профессиональный энергоаудит энергетических организаций, по итогам которого необходимо применять мероприятия, которые позволят сократить коммерческие потери электроэнергии.

Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) являются самым перспективным решением вопроса сокращения коммерческих потерь электрической энергии. АСКУЭ должны иметь тесную связь с программным обеспечением АСДУ.

Эффективное введение АСКУЭ - задача не быстрая и достаточно дорогая, решить ее можно только формированием системы учета, ее совершенствованием, метрологическим обеспечением измерений электрической энергии, модернизацией нормативной базы. Следовательно, на настоящее время к значимым задачам этого развития в отнесены следующие:

- «осуществление коммерческого учета электроэнергии (мощности) на основе разработанных для энергообъектов и аттестованных методик выполнения измерений (МВИ) по ГОСТ Р 8.563-96. Разработка и аттестация МВИ энергообъектов должны проводиться в соответствии с типовыми МВИ-РД 34.11.333-97 и РД 34.11.334-97» [1];

- «периодическая поверка счетчиков индукционной системы с целью определения их погрешности;

- замена индукционных счетчиков для коммерческого учета на электронные счетчики в том числе прямого включения» [3];

- «создание нормативной и технической базы для периодической поверки измерительных трансформаторов тока и напряжения в рабочих условиях эксплуатации с целью оценки их фактической погрешности;

- создание льготной системы налогообложения для предприятий, выпускающих АСКУЭ и энергосберегающее оборудование» [2];

- «совершенствование правовой основы для предотвращения хищения электроэнергии, ужесточение гражданской и уголовной ответственности за это хищение, как это имеет место в промышленно развитых странах;

- создание нормативной базы для ликвидации "бесхозных" потребителей и электрических сетей, обеспечение безубыточных условий их принятия на баланс и обслуживание энергоснабжающими организациями» [1];

- «создание законодательной и технической базы для внедрения приборов учета электроэнергии с предоплатой;

- создание автоматизированных баз данных по потребителям электроэнергии (юридическим и физическим лицам) с их привязкой к электрическим сетям для контроля динамики энергопотребления» [2-4];

- «корректировка правил устройств электроустановок, строительных норм и правил проектной документации для защиты бытовых счетчиков от хищения и разрушения потребителями, ужесточение мер ответственности за неисполнение» [3];

- «ведение планомерной борьбы с хищением электроэнергии (оснащение контролеров приборами по выявлению скрытых проводок, токовыми клещами на изолирующих телескопических штангах для измерения токов на вводах, замена голых проводов на вводах на изолированные кабели, вынос приборов учета за границу частных владений и т.д.)» [4].

Значимое объяснение на этапе введения мероприятий по сокращению потерь электрической энергии в сетях имеет человеческий фактор, который объясняется следующими факторами:

- «обучение и повышение квалификации персонала;
- осознание персоналом важности для предприятия в целом и для его работников лично эффективного решения поставленной задачи;
- мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;
- связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения потерь, ожидаемых и полученных результатах» [1-5].

«Для того чтобы требовать от персонала энергосбытовых организаций и работников электрических сетей выполнения нормативных требований по поддержанию системы учета электроэнергии на должном уровне, по выполнению мероприятий по снижению потерь, персонал должен знать эти требования и уметь их выполнять» - прописано в [1-5]. Кроме того, персонал должен быть не только морально, но и материально заинтересованным в фактическом сокращении потерь. Чтобы этого достичь, нужно осуществлять

постоянное теоретическое и практическое обучение, переаттестацию для контроля знаний персонала. Цель обучения - добывание новых навыков, а также обмен опытом и исследованиями, передача этого опыта между всеми организациями энергосистемы.

В энергоснабжающих компаниях должна присутствовать система мотивации - поощрение работников за сокращение потерь электроэнергии, нахождение фактического воровства электроэнергии в сетях.

Для качественного выполнения мероприятий по сокращению потерь электроэнергии необходим контроль высшего руководства предприятий, участков электросетей, энергосбыта за работой мастеров, электромонтажников, контролеров.

«Важен контроль со стороны руководителей энергосистемы, предприятий, районов, электросетей и энергосбыта за эффективностью работы контролеров, мастеров и монтеров с целью устранения получения личного дохода непосредственно с виновников воровства» [5], «помощи» абонентам по несанкционированному подключению к электросетям и многое другое.

С вышеперечисленными предложениями невозможно не согласиться. Есть такие энергосбытовые компании, например, ОАО «Мосэнерго», которые быстро действенно внедряют «программы снижения потерь электроэнергии, в которых обозначены вышеперечисленные мероприятия» [7]. Стоит обратить внимание на то, что нужно реализовывать государственное администрирование, упорядочение, наблюдение и контроль за уровнем нерационального расхода электрической энергии при ее производстве, передаче и потреблении для того, чтобы обеспечить целесообразность крупного внедрения энергосбережения. Здесь также одну из главных практических ролей играют органы Энергонадзора.

«Существующая в настоящее время ситуация, связанная с ликвидацией коммерческих потерь в структуре финансово-хозяйственной деятельности энергопредприятий, подтверждает далеко не оптимистический прогноз начала параграфа» [8].

«Большинство муниципальных энергосбытовых организаций, образованных при реформировании электроэнергетической отрасли выделением из энергосетевых компаний, вообще не имеют сколько-нибудь обоснованной и утвержденной программы по борьбе с потерями электроэнергии. Часто энергосбытовые и энергосетевые предприятия не могут разделить между собой юридическую и финансовую ответственность за потери электроэнергии (особенно за коммерческие), соответственно ожидать в этих условиях изменения подхода к проблеме снижения коммерческих потерь без кардинального изменения экономического и законодательного базиса для энергетических монополистов не представляется возможным» [8].

В качестве мер по оптимизации потерь электроэнергии существуют два решения:

1) «Распределение ответственности за коммерческие потери между владельцами средств коммерческого учета, т.е. деление суммарной величины коммерческих ПЭ пропорционально доле каждого владельца в суммарном полезном отпуске электроэнергии. При этом потребитель может полностью отказаться от оплаты коммерческих ПЭ, передав средства коммерческого учета на баланс электрических сетей или создав для сетевой организации условия по установке на своей границе пунктов учета электроэнергии» [45].

2) «Распределение между владельцами средств коммерческого учета затрат на доведение системы учета до совершенного уровня, под которым в работе понимается такая система коммерческого учета, которая располагается на границах балансовой принадлежности электросетевой компании и полностью ей принадлежит» [45].

Рынок автоматизированного энергоучета формируется медленно, но эффективно. Поэтому у производителей средств энергоучета и АСКУЭ возникает проблема обоснованности производства нового товара в большом количестве (в основном для бытового сектора): это постоянно обсуждается, но в итоге пока неизвестно, в каких количествах, кто и по какой цене будет приобретаться такой энергоучет.

Инженеры отмечают, что «при использовании АСКУЭ бытовыми абонентами экономический эффект (в сравнении с введением в промышленность) значительно уменьшается. Это говорит об экономической нецелесообразности массового осуществления работ по автоматизированному учету данной категории потребителей» [9].

«Специализированное программное обеспечение АСКУЭ позволяет делать ввод оплаты как через кассу, банк, так и использовать специальные одноразовые платежные карты с целью создания дополнительных удобств абонентам и ускорения процесса ввода и обработки платежей. Для абонентов системы предусмотрена возможность просмотра карточки лицевого счета и его пополнение через Интернет. Кроме того, АСКУЭ при неизменности состава программно-технических средств может выполнять функции АСКУЭ мелкомоторного сектора и системы управления уличным освещением с одновременным учетом потребления электроэнергии в сетях освещения. Наличие такой опции в АСКУЭ позволяет ликвидировать финансовые потери муниципальных бюджетов, связанные с оплатой расходов на освещение улиц в светлое время суток» [10].

Ситуация по неоплате и несвоевременной оплаты за использованную электроэнергию бытовыми абонентами России обсуждалась на научно-технической конференции: «неплатежи в среднем по стране составляют около 30% от объема отпуска электроэнергии» [9].

Для решения этого вопроса производители средств измерений предлагают использовать электронные счетчики с ограниченным кредитом (со смарт-картой или электронным ключом).

«В зарубежных странах такие системы расчета с потребителями электроэнергии в основном используют в ЮАР («Кэшпауэр-2000»))» [11]. Данные о количестве электроэнергии, которую оплатил потребитель с помощью программируемой смарт-картой (электронный ключ), которая заносится в электронный счетчик. Прибор учета отключает нагрузку потребителя электрической энергии после окончания добавленного с помощью

смарт-карты оплаты (а также кредита). Чтобы восстановить энергопотребление, нужно внести оплату, перепрограммировать в пункте приема платежей смарт-карту, транслировать из нее сведения в прибор учета электрической энергии.

«Для расчета платы за неучтенную электроэнергию на Украине применяется Методика определения объема и стоимости электрической энергии, не учтенной в результате нарушения потребителями правил пользования электрической энергией» [42]. «Методика устанавливает порядок определения объема и стоимости электрической энергии, неучтенной в результате нарушения потребителями Правил пользования электрической энергией» [43].

Но легкость данного процесса расчетов с потребителями электроэнергии пересекается с рядом других проблем (юридическими, технологическими, экономическими). Например, не до конца понятны юридические моменты использования такой системы для автоматизированных расчетов с потребителями электроэнергии бытового сектора. Счетчики нужно устанавливать внутри жилых зданий, но возникает ограничение доступа для контролеров энергосбытовой компании. Цена на счетчики не маленькая. Также необходимо будет постоянно налаживать пыле- и влагозащиту карт-ридеров, их правильная эксплуатация. Пункты, в которых принимают платежи, в обязательном порядке должны быть оснащены оборудованием для создания, программирования смарт-карт с высокой защитой от поломки и повреждения данных.

«Один из инцидентов, связанный с неисправностью смарт-карт, выданных потребителям электроэнергии компанией London Electricity, произошел в Лондоне в 1999 г. В результате тысячи жителей Лондона остались без электричества на несколько дней» [12].

Стабильность напряжения - это важнейшая динамическая характеристика. Если анализ направлен на определение предельной нагрузки системы, критическое значение шины или уровень компенсации реактивной силы, то допустимо использовать статичные модели. Большое количество

исследований сфокусировано на малоподвижных характеристиках стабильности напряжения. Пусть статический анализ и проще динамического, в ряде случаев он более применим, и получаемые результаты обладают приемлемой точностью при низких затратах на процесс вычисления.

«В ряде крупномасштабных отключений электричества последних лет, зафиксированных в Скандинавии (2003), на северо-востоке Соединенных Штатов (2003), на юге Швеции (2003), на востоке Дании (2003), в Италии (2003), в Афинах (2004) и Бразилии (2009), главную роль сыграло падение напряжения. Ввиду этого, для операторов энергетических систем крайне важно уметь определять текущее состояние системы электропитания, и то, насколько она близка к обрыву напряжения. Для измерения того, как долго система может проработать в стабильном состоянии, была разработана концепция «предела стабильности напряжения», которая призвана продемонстрировать близость системы к обрыву напряжения. Обзор литературы дает понять, что различные подходы к изучению предела стабильности напряжения основываются на ряде технологий: технике измерения чувствительности, методе сингулярного разбора, методе машинного обучения, методе, основанном на измерении сопротивления, методе прогнозирования, а также на базе индексов линейной стабильности напряжения. Стоит упомянуть, что разные индексы стабильности напряжения могут давать не схожие результаты, то есть, они могут и не отражать реальной дистанции до обрыва напряжения» [13].

Наверное, поэтому существующие предложения от разработчиков и электроизмерительного оборудования и средств автоматизации сконцентрированы на сокращении коммерческих потерь от воровства электрической энергии, что является особо важным. Из таких предложений можно отметить четыре вида:

- «вандалоустойчивые выносные щиты учета электроэнергии, которые монтируются за границей собственности (например, на опорах). Для примера такого щита можно привести прибор защитный релейный (ПЗР), производитель Украина или аналогичные (рисунок 1.3)» [14];



Рисунок 1.3 - Выносной вандалоустойчивый щит учета

- «одноразовые номерные пломбы и пломбировочные устройства, например, «Ротосил II», «Клипсил», «Альфа-М», «Пул Флай», «Пулап», «Мэтэр Вэлв», а также пломбы-наклейки» [14];
- «самонесущие изолированные провода (СИП) для ВЛЭП 0,4 кВ» [14];
- «коаксиальные силовые кабели, например, типа АВК или АВКВ-У (рисунок 1.4) для организации изолированных абонентских вводов, а также защитные корпуса типа КЗУ для электрических счетчиков (рисунок 1.5) производства г. Бендеры или аналогичные» [14].

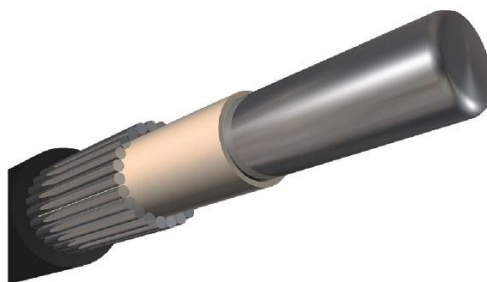


Рисунок 1.4 - Коаксиальный силовой кабель типа АВК



Рисунок 1.5 - Корпус защитный для электрического счетчика
типа КЗУ-220

Автоматизированные системы (включая АСКУЭ) могут практически мгновенно обнаруживать фактическое воровство электрической энергии на линиях электроснабжения по сравнению с такими мероприятиями, как замена оголенных проводов ВЛЭП на СИП, вынос ввода за пределы границ потребителя и защита от вандализма счетчиков – такие мероприятия достаточно дорогостоящие и продолжительные.

1.3 Основные способы автоматизации коммерческого учета электроэнергии в бытовом секторе

Первые автоматизированные информационно-измерительные системы учета и контроля энергии были сконструированы в 1974 г. в Белорусском филиале ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, они предусматривались для промышленности.

«В системах ИИСЭ-1-48 были предусмотрены 48 каналов учета, позволяющих дистанционно подключить электросчетчики, оснащенные датчиками импульсов. Начиная с середины 80-х годов XX века, ИИСЭ-3 нового поколения активно использовались промышленными предприятиями и практически во всех энергосистемах страны» [15]. Тогда использовалось более 4000 автоматизированных систем, некоторые из них пользуются спросом и по сей день.

«Переход на рыночные отношения поставил перед разработчиками новые задачи по созданию АСКУЭ, ориентированных на учет электроэнергии, в частности, в сетях с напряжением 0,4 кВ. Самым простым решением стала «адаптация» существующих промышленных АСКУЭ для использования в бытовом секторе. Такие системы в дальнейшем получили название «классических» или автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии» [8, 16]. «Отличительной особенностью последних явилась их ориентация на сбор информации о потреблении электроэнергии каждым из абонентов в режиме реального времени. Для этих целей, как правило, организуется автоматизированная сеть сбора информации от каждого из потребителей в общую базу данных предприятия энергосбыта» [17, 20].

«На основании этих данных энергоснабжающая организация осуществляет выставление (рассылку) ежемесячных счетов на оплату в соответствии с тарифным планом абонента. Причем, располагая достоверной информацией о количестве электроэнергии, потребленной абонентом в каждый момент времени, предприятие энергосбыта имеет возможность использовать для расчетов многоставочные тарифы (в зависимости от времени суток, выходных или будних дней и так далее), а также осуществлять оперативное, кратковременное и долгосрочное планирование энергопотребления в системе» [24]. АСКУЭ имеет большое преимущество в том, что оно может обнаруживать неплательщиков и хищение электрической энергии в линиях электроснабжения (с помощью информационных данных об фактическом электропотреблении каждого потребителя из точки подключения). Такие АСКУЭ – пассивные, так как они не могут оперативно воздействовать на процедуру определения несанкционированного электропотребления любого потребителя. В конечном итоге к неплательщикам выезжает бригада электромонтеров, чтобы отключить таких потребителей от центров электроснабжения.

Производители классических АСКУЭ в модернизированных разработках учитывают допустимость осуществления функции в качестве канала дистанционного управления нагрузкой. Но для осуществления данной функции необходима установка модулей к существующим приборам учета либо установка новых счетчиков, которые управляют коммутацией нагрузки потребителя. Помимо всего этого необходимо пересмотреть характеристики, которые заложены структуру каналов связи, программное обеспечение центра управления АСКУЭ, следовательно, финансирование на устройство АСКУЭ повышается.

Зарубежных компаний, которые причастны к созданию АСКУЭ, предостаточно, например, ABB и Siemens (Германия), Enel (Италия), Strategix (Бразилия) и многие другие.

АСКУЭ всех производителей в основном схожи и состоят из одних и тех же составляющих:

- «приборы учета электрической энергии с цифровым или импульсным выходом» [26];

- «программно-аппаратные средства для создания канала связи от прибора учета электрической энергии до группового устройства сбора и передачи данных (УСПД) или промежуточного контроллера сети-накопителя (КСН)» [26]. Дистанция создаваемого канала связи, в основном не велика: от прибора учета электрической энергии до трансформаторной подстанции (несколько сотен метров) или от прибора учета электрической энергии до распределительного щита или электрощитовой дома (несколько десятков метров). При использовании беспроводного способа передачи данных (кроме GSM) дистанция связи может достигать десятки метров либо устройство чтения данных должно располагаться максимально близко от прибора учета электроэнергии. Это говорит о том, что у создателей АСКУЭ существуют ограничения на передачу данных (экономические, юридические и технологические).

- УСПД (стационарные и переносимые), которые производят групповой сбор и промежуточное хранение значений с целью будущей их передачи на главный сервер энергосбытовой компании. У УСПД существует «модуль памяти, а также различные интерфейсные модули для связи или сопряжения с внешними устройствами передачи данных или каналобразующей аппаратурой, а также для непосредственного чтения данных из модуля памяти УСПД с помощью персонального компьютера (ПК) или записи их на флэш-карту, дискету или компакт-диск» [26];

- «устройства для создания каналов связи между групповыми УСПД и энергосбытовой компании. В зависимости от типа организуемого канала связи для этого возможно применение GSM- и радиомодемы, телефонные модемы; DSL- (ADSL)- модемы, сеть Интернет;

- локальная вычислительная сеть (ЛВС) энергосбытовой организации с программно- аппаратными средствами накопления и обработки информации, биллинга и др.» [25].

«Конкретные разновидности функционального ассортимента вышеперечисленного состава АСКУЭ определяются расположением объектов, которые подлежат автоматизации» [26]. На рисунке 1.6 изображена общая структура классической АСКУЭ.

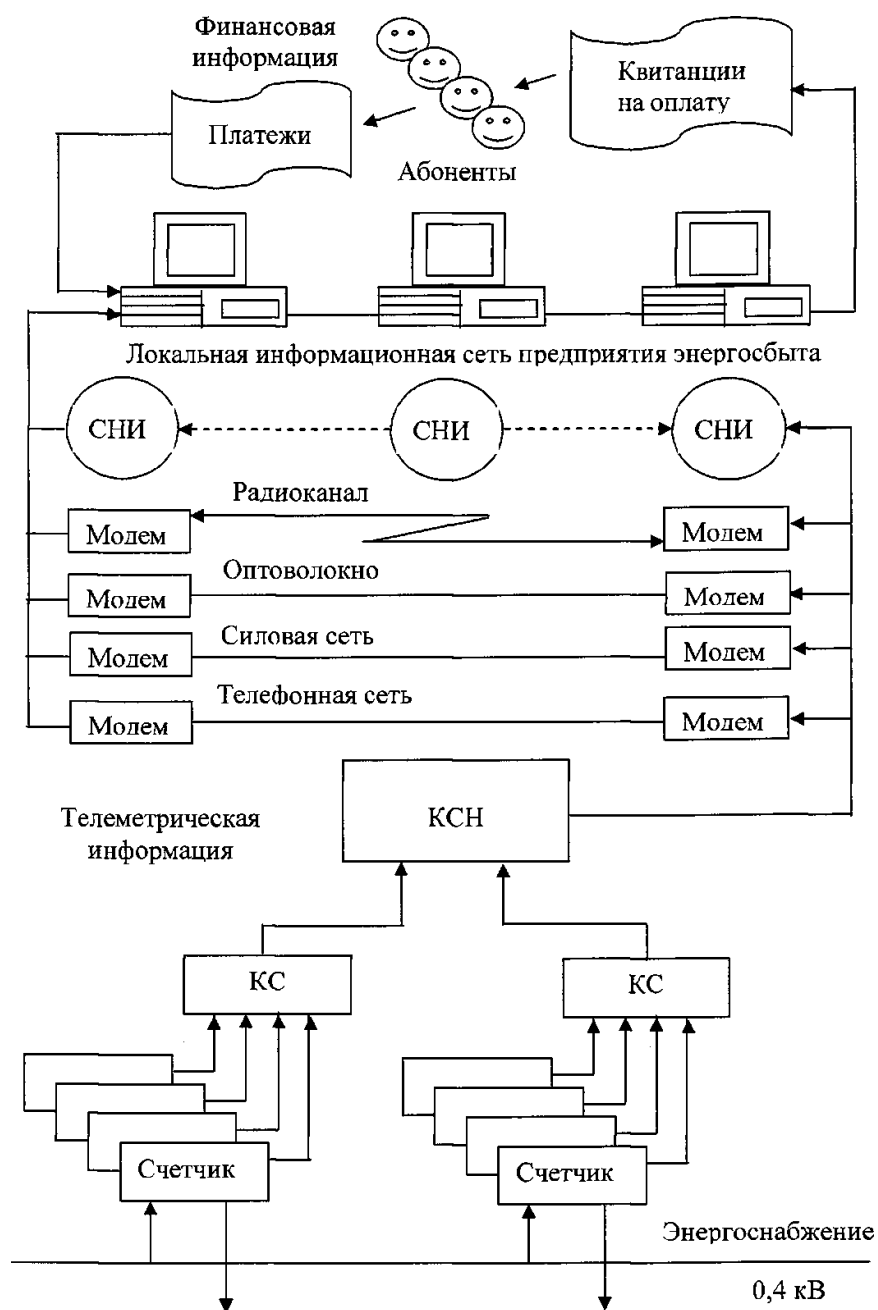


Рисунок 1.6 - Общая структура классической АСКУЭ

На рисунке 1.6 представлены такие обозначения, как КС (контроллер счетчиков), КСН (концентратор - сетевой накопитель информации), СНИ (сменный носитель информации).

Высокая информативность – большой плюс таких систем, так как энергосбытовые организации могут иметь индивидуальные, групповые и обобщенные данные абонентов по потреблению электроэнергии.

Самая затратная функция организации классической АСКУЭ - сеть связи (сбора информации), являющаяся простой для всех производителей, так как применяются в основном все доступные технологические заключения.

Для этого не существует оценивания показателей надежности и качества, неожиданных финансовых вложений в дальнейшей перспективе, информационной безопасности и т.д. в энергосистемах, но не в отдельных домах и коттеджах. Для примера приведены возможные риски использования технологических решений для создания каналов связи в АСКУЭ (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Возможные риски применения различных каналов (оборудования) связи в АСКУЭ

Тип используемого канала связи	Возможный риск применения
«Информационная шина CAN, RS-485 или аналогичные проводные линии связи» [16].	«Отсутствие технологической возможности прокладки проводной линии связи, необходимость обеспечения механической защиты линии связи от повреждений. При передаче телеметрической (импульсами) информации от счетчиков электроэнергии в УСПД повреждение линии связи приводит к безвозвратной потере данных» [16].

Продолжение таблицы 1.1

«Радиомодем с мощностью передатчика до 10 мВт и	«Частотный диапазон является «открытым» и позволяет свободно использовать другие радиопередающие средства, которые могут создавать помехи при функционировании радиомодема. Дальность связи мала
---	--

частотой 433,92 МГц» [16].	(около десятков метров). Для сбора данных требуется выход контролера к каждому абоненту» [16].
«Модули Bluetooth, WiFi» [16].	«Необходимость построения собственной инфраструктуры связи с выделением частотного ресурса, либо технологическое согласование и информационная защита при использовании модулей, которые работают в существующих сетях. Малая дальность связи» [16].
«GSM-модем»	«Требуется технологическая «привязка» к сети связи стороннего лица - оператора связи. Неконтролируемая зависимость от тарифов, надежности и ресурсного обеспечения технологического процесса оператора связи. Отсутствие масштабной долгосрочной перспективы эксплуатации модема, соизмеримой со сроком эксплуатации прибора учета. Частые «зависания» и сбои в связи при эксплуатации» [16].
«Оптический канал связи» [16].	«Малая дальность связи. Для сбора данных требуется, чтобы контролер находился в близости от прибора учета. Необходимо длительное поддержание оптических свойств (отсутствие пыли, царапин, грязи) оптопорта прибора учета» [16].

«Другой путь развития АСКУЭ для бытовых потребителей связано с собираемостью платежей» [27]. Однако вынесение счетов не означает, что они будут оплачены, а постоянное слежение за показаниями приборов учета является затратным мероприятием.

В ПУЭ указывается, что «такие измерения должны производиться в цепях всех напряжений, где это необходимо для систематического контроля технологического процесса. Измерение напряжения на подстанциях

допускается производить только на стороне низшего напряжения. Измерение мощности обязательно предусматривается только в цепях понижающих трансформаторов со стороны среднего и низшего напряжений» [46].

«Из вышеизложенного следует, что наиболее оснащенными счетчиками и электроизмерений местами в сетях РСК согласно ПУЭ являются шины низшего напряжения подстанций. Эти же места в настоящее время интенсивно оснащаются телемеханизированными датчиками тока и напряжения для целей АСДУ и средствами АИИС КУЭ - электронными счетчиками электроэнергии. Поэтому при расчетах технических ПЭ следует опираться на информацию, характеризующую режим и потоки энергии именно на присоединениях шин низкого напряжения подстанций» [46].

Установив у потребителя автоматические электросчетчики электроэнергии с возможностью чтения электронных карт и коммутацией нагрузки, энергоснабжающая компания может ограничить электропотребление или совсем его прекратить (при большой денежной задолженности потребителя). Данные системы обеспечивают непрерывное действие купли-продажи электрической энергии на уровне каждого абонента, следовательно, это способствует обеспечению оплаты в положенный срок за потребленную электрическую энергию, так как у неплательщика образуются некомфортные условия, а также противодействует неисчерпаемому потреблению электрической энергии «в долг».

АСКУЭ называются активными, если они объединены оперативным воздействием на технологический процесс электроснабжения абонента. Такие АСКУЭ разделяются на два класса систем:

- «с распределенным управлением (автономные системы);
- с централизованным управлением» [28].

«Автономные системы характеризуются отсутствием единого центра оперативного управления процессом электроснабжения потребителей» [28]. Коммутацию нагрузки потребителей осуществляют исполнительные абонентские устройства (ИАУ), которые устанавливаются у каждого абонента.

ИАУ используют внутренние запрограммированные алгоритмы, которые осуществляют локальный учет электрического потребления. При снижении лимита ниже устанавливаемого уровня ИАУ выдает команду абоненту о том, что нужно внести оплату. Если потребитель не пополнил лимит, то устройство вынуждено ввести режим ограничения мощности до тех пор, пока потребитель не перекроет лимит.

Структурная схема АСКУЭ с распределенным управлением изображена на рисунке 1.7.

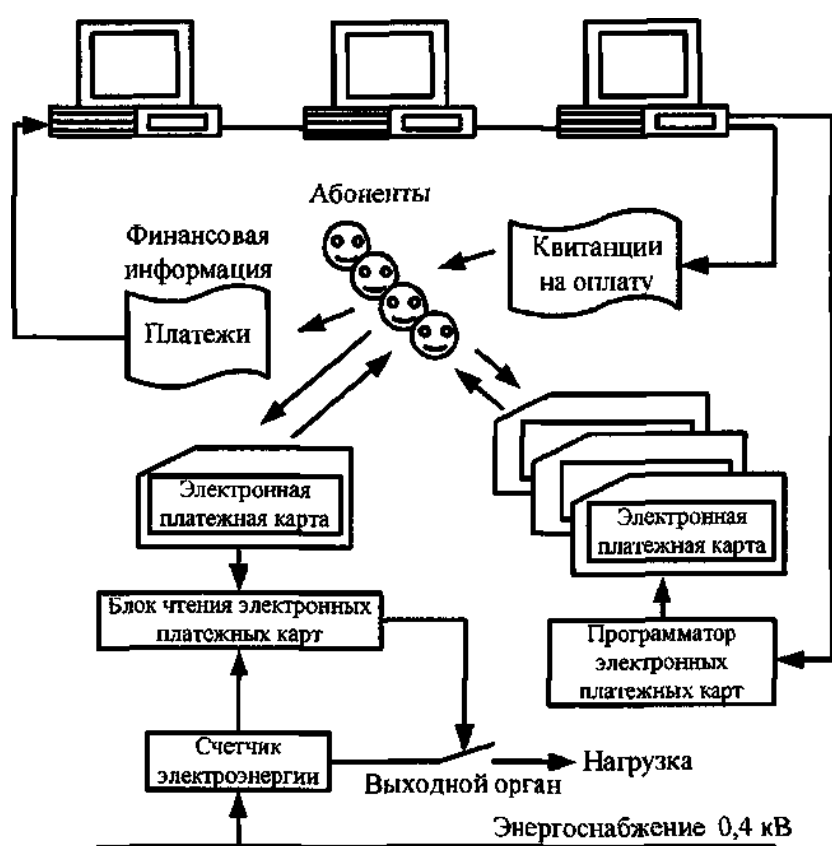


Рисунок 1.7 - Структурно-функциональная схема АСКУЭ с распределенным управлением

У такой АСКУЭ существуют ряд достоинств: отсутствие дорогой ненадежной телекоммуникационной инфраструктуры, нужной для передачи информации от потребителя в энергосбытовую организацию; оперативность сбора оплаты за потребляемую электрическую энергию, а также невозможность применять поддельные электронные платежные карты.

Минусы работы такой АСКУЭ: низкие показатели надежности системы, в связи с наличием большого количества дополнительных физических носителей информации и неквалифицированной ролью персонала в системе; низкой защитой информации от мошенничества электронных платежных карт; невозможность оперативного воздействия на процесс энергоснабжения, дороговизна интеллектуального счетчика электроэнергии и многое другое.

«АСКУЭ с централизованным управлением характеризуются наличием единого центра оперативного управления системой, связанного с абонентскими устройствами каналами связи. Дополнительным преимуществом таких систем является возможность реализации на их основе автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) электроснабжения. Для связи с исполнительными абонентскими устройствами (ИАУ) в системах с централизованным управлением могут использоваться однонаправленные (симплексные) и двунаправленные (полудуплексные, дуплексные) каналы связи. Использование оперативной обратной связи с ИАУ можно также выделить в качестве отдельного признака для классификации, так как оно в значительной степени сказывается на функциональных возможностях АСКУЭ и стоимости ее внедрения» [29].

На основании вышеизложенного, можно сформировать классификацию АСКУЭ для электрических сетей 0,4 кВ, представленную на рисунке 1.18. Данная классификация позволяет выделить особенности и некоторые принципы организации каждой системы, сформировать выводы о рациональном использовании систем.

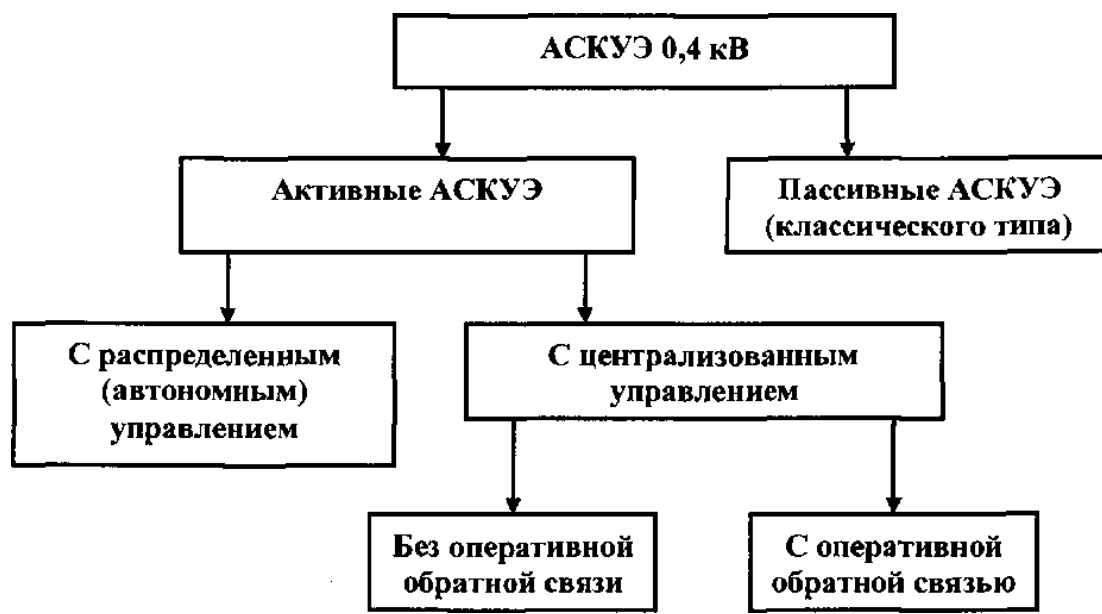


Рисунок 1.8 - Классификация АСКУЭ 0,4 кВ

Выводы по главе 1

1) Современная структура составляющих потерь электроэнергии, гораздо больше изучена и подробна по сопоставлению с применявшейся в минувшем веке, в итоге имеет свои недостатки и нуждается в развитии и доработке.

2) Важной необходимостью является проработка методов эффективного применения информации АСДУ и АСКУЭ, создания новых и приспособления к известным методам и программному обеспечению. Следовательно, необходимо пользоваться методиками расчета потерь электроэнергии, которые позволяют применять информационные возможности АСКУЭ.

3) Произведен анализ действенности мероприятий по сокращению коммерческих потерь электрической энергии. Обнаружено, что данные потери в основном связаны с воровством электроэнергии. Таким образом, ведется активная борьба с несанкционированным потреблением электрической энергией.

2 Методы выявления неконтролируемого потребления электроэнергии и расчета коммерческих потерь электроэнергии

2.1 Обзор существующих методов выявления неконтролируемого потребления электроэнергии

Для энергосбытовых организаций очень важны решения двух проблем: обнаружение и борьба с воровством электрической энергии. Чтобы выявить виновников хищений электрической энергии, представители энергосбытовых организаций устраивают плановый обход с целью осмотра (проверки) точности подключения счетчиков электроэнергии к сети электроснабжения, наличие опломбирования, корректность показаний. Но такие проверки не эффективны, потому что для точного отыскания очага потерь электроэнергии, необходимо оперативно определить место, где происходит воровство электроэнергии. Помимо этого, согласно законодательству РФ доступ представителя электросетевой организации к счетчикам электрической энергии может быть недоступен.

«Система передачи и распределения выступает как связующее звено между выработкой электроэнергии на электростанции и его потреблением. Система передачи ограничивается техническим исследованием данных необходимой передачи и маршрутов линии передачи на поэтапной основе, однако расширение системы распределения выполнено и в случае необходимости будет сформировано на основе спроса. Таким образом отсутствие планирования повлечет расширение системы распределения. Согласно этой причине, возрастание потерь в системе передачи и распределения и надежность электроснабжения минимизируется. Конечный потребитель не удовлетворён и обременен высокими тарифами, связанными с высокими потерями передачи электроэнергии. Так, фокусирование на этой проблеме вполне обосновано смещено на совершенствование системы распределения для уменьшения потерь в ней. Сокращение потерь распределения уже не является новым направлением в изучении. Множество работ различных авторов и организаций посвящено данной теме. Новые методы развиваются в стремлении к тому чтобы максимально возможная часть вырабатываемой энергии достигала конечного потребителя. Некоторые из этих методов были приняты на практике, например: замена диска счетчика активной

энергии счетчиком электричества, использование воздушной сети сгруппированных проводов, повышение коэффициента мощности посредством установки конденсаторных единиц на подстанции, источник питания мощностью 11 кВт и моторные терминалы, система высоковольтного постоянного тока для сельскохозяйственного производства, балансировка нагрузки на каждой фазе, проверка связей специальными комиссиями энергетических компаний и последующее наложение высоких штрафов, высокие тарифы/штрафы в течение часов пиковой нагрузки, размещение трансформатора в центре груза и т.д.» [30].

«Несмотря на максимальные усилия мы не приблизились в решении этой проблемы к таким высокоразвитым странам как США, Япония, Южная Корея. В практике электротехнической сферы больше усилий прилагается именно к данной проблеме. В данной статье выдвинуты новые предложения, наряду со всесторонним анализом преобладающих в настоящее время методов уменьшения нетехнических потерь в системе распределения» [30].

«Потери распределения источника питания мощностью 11 кВт были вычислены посредством вычитания тарифицируемых энергетических единиц в этой округе из поступающих с подстанций энергетических единиц, зафиксированных счетчиком активной энергии, установленном на самом источнике питания. Пенджабские государственные энергетические компании фиксируют должным образом все данные о поступающей и исходящей с подстанции энергии в протокол испытаний. Методология была адаптирована для вычисления потерь» [30].

Существует несколько методов обнаружения несанкционированного потребления электроэнергии (НПЭ), которые разделяются на расчетные методы и методы измерения.

Расчетные методы:

- с помощью статистического метода можно определить те участки сети, где происходит воровство электрической энергии. Но данный метод используется для расчета примерной оценки потерь электроэнергии,

возникающие из-за неконтролируемого потребления за определенное время (например, месяц), и не позволяет оперативно обнаружить места, где происходит воровство электроэнергии;

- приближенный метод расчета позволяет определять места хищения электроэнергии с помощью токовых клещей. В период максимума нагрузки с помощью токовых клещей измеряется ток, который проходит через электропровод, присоединенный к линии потребителя. Затем определяется значение потребляемой мощности. Затем сравниваются два значения количества электроэнергии потребленного за временной период с показаниями прибора учета, установленного у потребителя. При большом расхождении данных необходимо заострить внимание на такого потребителя и чаще проводить проверки прибора учета, для убеждения и доказательства в хищении электроэнергии.

- балансный метод базируется на сравнении сумм значений счетчика, располагающегося у абонентов, и значений трехфазного счетчика, располагающегося в начале линии электроснабжения. Отсюда можно вывести разность, которая и будет равняться коммерческим потерям.

У вышеизложенного метода может присутствовать погрешность, в связи с тем, что:

- данные, которые выдает счетчик у потребителя, не удастся считать вместе с показаниями трехфазного прибора учета, расположенного в начале линии электроснабжения без использования АСКУЭ;

- к линии электроснабжения могут быть подключены нагрузки без учета, например, уличное освещение, у которого временный режим работы и мощность разные.

Измерительные методы:

- применение устройств, измеряющих электрическую энергию с защитой от воровства, состоящие из внешнего (до ввода в дом) датчика мощности и прибора учета (базовый блок), установленный на территории потребителя. Датчик мощности и счетчик измеряют используемую мощность до ввода и

после ввода в дом. При формировании небаланса прибор учета создает сигнал на отключение или учитывает электроэнергию по показанию двух блоков;

- применение приборов учета электроэнергии с защитой от воровства, в которых преобразование в частоту импульсного сигнала осуществляется вне зависимости от того, куда направлена мощность нагрузки. Но у таких счетчиков нет возможности защитить от воровства электрической энергии при несанкционированном подключении абонентов до устройства, измеряющего электрическую энергию;

- использование приборов, которые могут обнаруживать скрытую электропроводку. Устройства фиксируют электрическое поле проводника, который находится под напряжением. Недостатки: достаточно большая погрешность (10-15 см) при определении схемы прохождения скрытой электропроводки, затрудняющей нахождение несанкционированного подключения к электрической сети.

2.2 Предлагаемые методы выявления неконтролируемого потребления электроэнергии с помощью АСКУЭ

Самой действенной методикой определения потерь электроэнергии является использование АСКУЭ. Данную методику могут использовать любые электроснабжающие организации.

Применение данных АСКУЭ позволит работникам энергосбытовой организации в быстром режиме выявлять места потери электроэнергии и мощности потреблений в любых линиях электроснабжения. Это можно пояснить с помощью рисунка 2.1, где изображена схема воздушной линии с исполнительными абонентскими устройствами (ИАУ), которые установлены у абонентов электроэнергии.

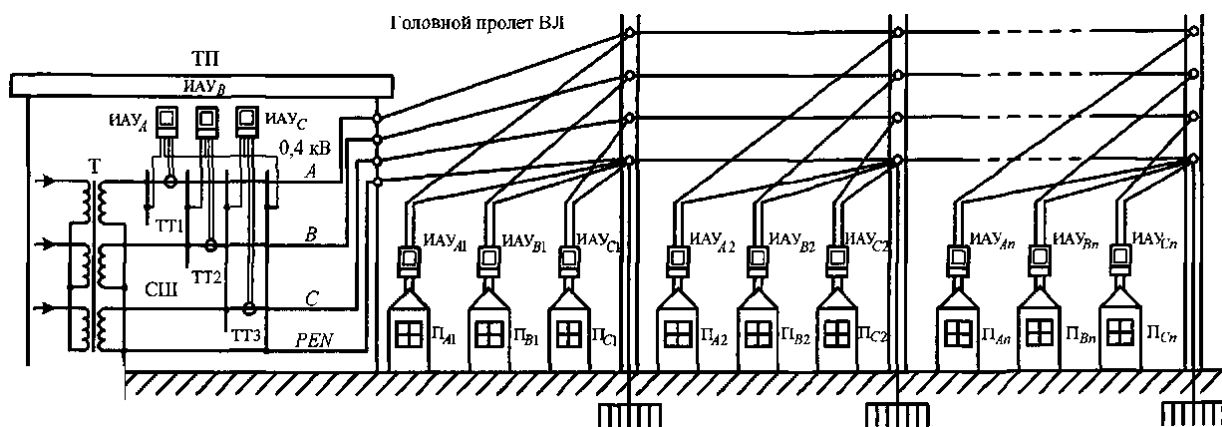


Рисунок 2.1 - Схема замещения ВЛ

На рисунке 2.1 изображена трансформаторная подстанция с силовым трансформатором. Трансформатор работает на напряжении выше 1000 В. К сборным шинам 0,4 кВ подключены входные исполнительные абонентские устройства, которые подключены через трансформаторы тока воздушной линии 0,4 кВ. Каждый абонент электрической энергии подключен к воздушной линии с помощью ИАУ.

ИАУ при входе отличается от ИАУ потребителей тем, что «устанавливается на шинах подстанции и замеряет значения фазных напряжений на входе линий и потребляемую в каждой фазе линий мощность» [31].

«В первом методе определения коммерческих потерь электрической энергии применяется режим холостого хода линии» [31]. Центр управления АСКУЭ на все ИАУ подает сигнал на отключение нагрузки абонентов. После отключения нагрузки измеряются данные напряжений во всех местах линии и

потребляемая мощность. Вполне ясно, что в том случае, если потери электроэнергии отсутствуют, то потребляемая линией мощность $P_{ик}$ примерно будет равна нулю. При отключенных ИАУ и отсутствии потерь напряжения во всех узлах линии электроснабжения должны быть одинаковы.

«Места неконтролируемого потребления электроэнергии можно уточнить с помощью сопоставления фазных напряжений на входе линии $U_{ф.л.}$ с измеренными $U_{ф.изм.}$ во всех точках подключения ИАУ» [15]. С помощью расчетов уточнилось, что в месте неконтролируемого электропотребления разность вышеизложенных напряжений достигает максимального значения.

На рисунке 2.2 для примера представлены результаты расчета фазных напряжений в нескольких точках воздушной линии, протяженностью по 50 м. Фазные провода воздушной линии выполнены проводом марки А-35, а нулевой – марки А-16. Удельные сопротивления приняты равными: для фазных проводов ВЛ $r_0 = 0,835$ Ом/км, $x_0 = 0,308$ Ом/км, для нулевого провода ВЛ $r_0 = 1.801$ Ом/км, $x_0 = 0,33$ Ом/км. К точке 5 линии подключен потребитель, который использует электроэнергию неконтролируемым способом мощностью 0...3 кВт.

Из рисунка 2.2 можно сделать вывод о том, что разность $\Delta U_{ф.ик.і} = U_{ф.л.} - U_{ф.изм.і}$ максимальна в месте неконтролируемого потребления (точка 5).

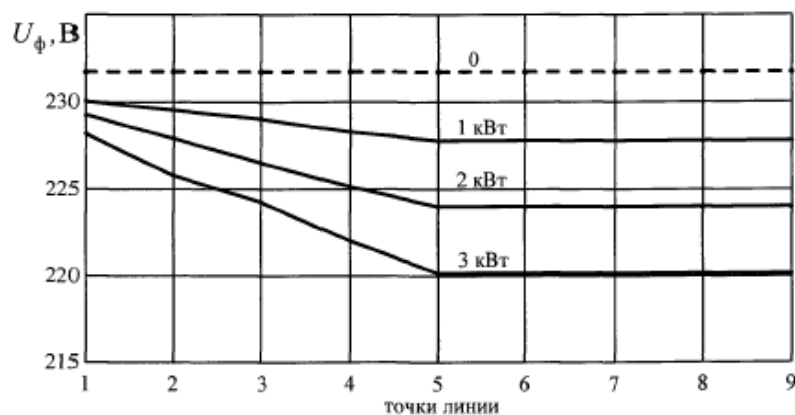


Рисунок 2.2 - Распределение фазных напряжений по линии при разных значениях $P_{нк}$ в точке 5

После отключения потребителей от сети электроснабжения, которое длится не более секунды, питание потребителей будет продолжаться по сигналу «включение нагрузки потребителей». Чтобы увеличить правильность полученных результатов о несанкционированном потреблении электроэнергии, данные отключения электроснабжения можно выполнять в течение суток несколько раз.

С помощью данного способа энергосбытовые компании могут дополнительно осуществлять контрольные проверки таких потребителей. Сигнал временного отключения нагрузки передается на адрес именно потребителю, подозреваемый в несанкционированном потреблении электрической энергии. Такое потребление электрической энергии может уточняться с помощью измерительных токовых клещей, которые подключаются контролером энергосбытовой компании на вводе абонента, либо визуально в ночное время суток, чтобы у абонента было включено освещение внутри жилого дома.

При всем этом данный метод имеет недостаток: происходит кратковременное прекращение электроснабжения потребителей, что не всегда приветствуется. Однако использование вышеизложенного метода выявления потерь электрической энергии помогает практически мгновенно обнаруживать места воровства электрической энергии и значения потребляемых мощностей в линии электроснабжения, благодаря чему сокращаются коммерческие потери электроэнергии.

Также существуют действенные методы, которые применяются в Пенджабе (Индия), это:

- «Компиляция данных распределения энергоисточников;
- Точные вычисления технических потерь;
- Установка счетчиков энергии на каждый распределительный трансформатор;
- Предоплата счетчиков активной энергии;

- Использование изолированного кабеля для воздушных линий;
- Установка стоек замкнутого сечения для внутренних и внешних счетчиков энергии;
- Проверка качества соединения дополнительных каналов, часть из которых необходимо устранить в течении сезона сбора урожая;
- Повторная проверка качества соединения дополнительных каналов, обложенных высоким тарифом;
- Каждый дополнительный канал необходимо оснастить счетчиком активной энергии для достижения корректных расходов;
- Регулярные проверки таких сезонных производств, как ледоделательные заводы и рисошелушительные предприятия для избегания единиц накопления;
- Внедрение проверки энергосхемы;
- Снижение хищения энергии посредством признания его совершением преступления с наказанием до трех лет лишения свободы» [30].

2.3 Применение оценки диапазонов неопределенности энергораспределения с целью устранения коммерческих потерь электроэнергии

«Подходы к анализу наблюдаемости и оценивания энергораспределения в сетях 0,4-10 кВ могут оказаться полезными для выявления очагов коммерческих ПЭ и их устранения» [33].

В качестве примера необходимо рассмотреть распределительную линию 10 кВ, которая изображена на рисунке 2.3.

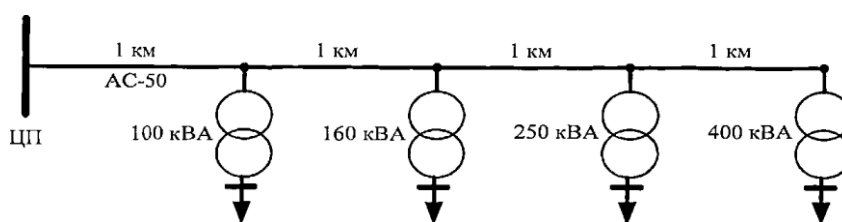


Рисунок 2.3 - Схема распределительной линии 10 кВ

С учетом заданной проходящей энергии $W_{a\Gamma V} = 540000 \text{ кВтч}$ за один месяц, $\cos \varphi = 0,857$ получены расчетные значения, которые представлены в таблице 2.1 ($\Delta W_{a\Gamma V} = 18447 \text{ кВтч}$).

Таблица 2.1 – Расчетные значения

$S_{ном}$	W_{aomn}	$\Delta W_{анн}$	$W_{a1 \max}$	$W_{a1 \min}$	$W_{a2 \max}$	$W_{a2 \min}$
100	39560	2694	61704	42254	141177	21751
160	63311	4310	98726	67621	166544	58773
250	94966	6466	154260	101432	200356	114307
400	197854	13469	246816	211323	310246	206863

С помощью значений в вышеприведенной таблицы можно вычислить данные по зонам неопределенности и коммерческие потери электрической энергии (таблица 2.2).

Таблица 2.2 - Зоны неопределенности

$S_{ном}$	Δ_{11}	Δ_{12}	Δ_{21}	Δ_{22}	$\Delta W_{k \max}$
100	19450	39953	98923	119426	19450
160	31105	39953	98923	107771	31105
250	52828	39953	98923	86049	39953
400	35493	39953	98923	103383	35493

Судя по данным из таблицы 2.2, самое большое значение $\Delta W_{k \max}$ получается для подстанции $S_{ном} = 250 \text{ кВА}$. Коммерческие потери можно сократить путем нахождения работниками энергетических организаций очагов таких потерь в сети 0,4 кВ, возникающие в результате питания от данной подстанции. Помимо этого, применение учета электрической энергии и УСПД на подстанции даст более эффективное наблюдение за электропотреблением абонентов.

В случае, когда на некоторых подстанциях линии электроснабжения установлены системы учета электроэнергии (а также и АСКУЭ), с которых собираются значения электропотребления с шин 0,4 кВ, то:

$$W_{a12 \min} = W_{a12 \text{ ус}} - \Delta W_{a \text{ вн}} - \sum_{i \neq l}^{K-M-1} W_{a12 \max} - \sum_{j=1}^M \widehat{W}_{aj}, \quad (2.1)$$

$$W_{a12 \max} = W_{a12 \text{ ус}} - \Delta W_{a \text{ вн}} - \sum_{i \neq l}^{K-M-1} (W_{a \text{ вн}} + \Delta W_{a \text{ вн}}) - \sum_{j=1}^M \widehat{W}_{aj}, \quad (2.2)$$

где $W_{a \text{ вн}}$ - кол-во электрической энергии, зафиксированное учетом потребителей (прибор учета установлен в сети 0,4 кВ), питающейся от i -ой подстанции за расчетный период T ;

$W_{a12 \text{ ус}}$ - поступление энергии, которое фиксируется прибором учета на головном участке линии;

$\Delta W_{a \text{ вн}}$ - технические потери энергии в линии 6-10 кВ;

$\Delta W_{a \text{ вн}}$ - технические потери энергии в линии 0,4 кВ.

Например, пусть на подстанции, мощностью 250 кВА (в электрической сети, изображенной на рисунке 2.3), установлен прибор учета, зафиксировавший $\widehat{W}_{aj} = 120000 \text{ кВА}$. Следовательно, максимальные коммерческие потери электроэнергии для подстанции мощностью 100 кВА составят 19450 кВтч, для подстанции 160 кВА - 31105 кВтч, а для подстанции 400 кВА - 31385 кВтч, т.е. на подстанцию мощностью 400 кВА работникам энергосбытовой организации следует обратить особое внимание.

Стоит обозначить, что данный метод может дать сомнительный результат, если для всех подстанций образуется равенство $\Delta W_{k \max} = \Delta_{12}$ или $\Delta W_{k \max} = \Delta_{21}$.

На рисунке 2.4 представлены зависимости W_{al} от $W_{al'y}$. Сплошные линии – это зависимости при $M=0$, когда прибор учета электрической энергии не установлен на подстанции. При этом область возможных значений энергопотребления по i -ой подстанции W_{al} локализована криволинейным четырехугольником $ABCD$. При $M=1$ это место сокращается до размеров четырехугольника AB_1CD_1 , а при $M=2$ - уменьшается до AB_2CD_2 . Ширина зоны неопределенности значения W_{al} , следовательно, уменьшается ($\Delta > \Delta_1 > \Delta_2$). Таким образом, снижается и дисперсия энергопотребления. Это означает, что улучшается наблюдаемость энергораспределения в линии и точность его оценивания.

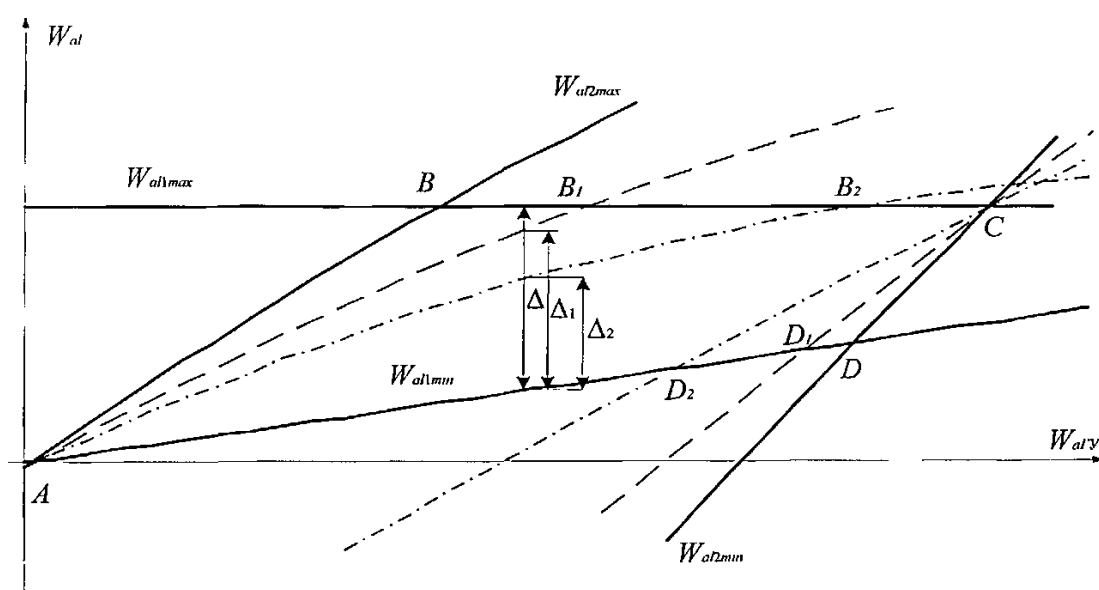


Рисунок 2.4 — Изменение возможных значений энергопотребления по подстанции при увеличении количества счетчиков электроэнергии

Как было показано выше, ширина зоны неопределенности Δ означает наибольшее значение коммерческих потерь электроэнергии $\Delta W_{kl \max}$, возникающие в сети 0,4 кВ i -ой подстанции, в которой не установлена система учета электрической энергии. На рисунке 2.5 изображено возможное изменение коммерческих потерь при $M = 0(\Delta)$, $M = 1(\Delta_1)$, $M = 2(\Delta_2)$.

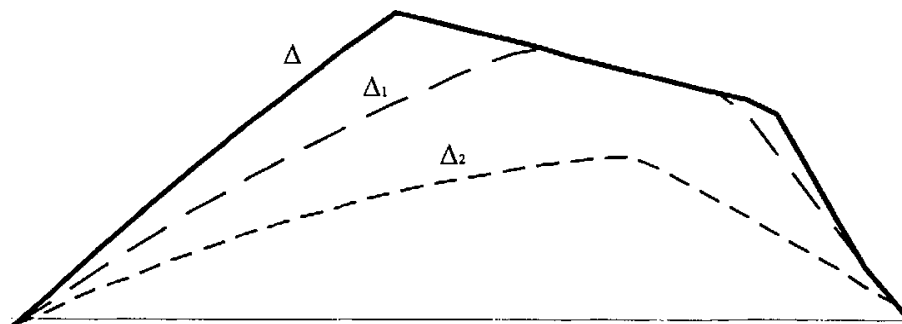


Рисунок 2.5 - Изменение максимально возможных коммерческих потерь электроэнергии

Следовательно, вышеизложенный метод вероятностной оценки энергораспределения в сетях 0,4-10 кВ сможет пригодиться в качестве решения проблем устранения очагов коммерческих потерь электроэнергии, а также в определении проблем применения систем учета электрической энергии на трансформаторных подстанциях 6, 10 / 0,4 кВ, т.е. увеличения наблюдаемости энергораспределения в таких сетях. Применение данного метода позволяет рассчитать наблюдаемость энергораспределения и устранять очаги коммерческих потерь электрической энергии.

2.4 Устройство сбора и передачи данных

«Устройство сбора и передачи данных (УСПД) необходимо для сбора, накопления и хранения информации с приборов учета электроэнергии» [38], а также для реализации локального и централизованного управления приборами

учета электроэнергии. УСПД работает для группы средств учета электроэнергии, получает от них нужную информацию, и реализовывает передачу данных к ним от центра управления АСКУЭ.

«У УСПД должен иметься один интерфейс канала связи с счетчиками электроэнергии и один интерфейс канала связи с центром управления АСКУЭ. Интерфейс связи с центром управления АСКУЭ может применяться в виде, например, модуля радиоприемника, телефонного модема. Также, УСПД должно иметь стандартный интерфейс для подключения пульта контроллера или мини-компьютера» [38].

УСПД содержит основные функции:

- «сбор, обработка, хранение и передача данных активной, реактивной энергии и мощности;
- замеры потребленной электроэнергии по установленным тарифам в заданном интервале;
- замеры средних величин мощностей;
- фиксирование максимальной величины мощности» [38];
- «наблюдение за превышением установленных лимитов мощности;
- защита данных, полученных от коммерческих приборов учета, от несанкционированного доступа;
- осуществление коррекции текущего времени;
- выполнение перехода на летнее/зимнее время без потери текущей информации;
- осуществление автоматического самотестирования функциональных модулей и узлов автоматизированных систем;
- формирование журналов событий и передачу информации по запросу» [38].

УСПД обязательно должно оснащаться резервным источником питания.

Информация, передаваемая от прибора учета до УСПД, сформирована в таблицах (статические и динамические).

«Статические таблицы включают в себя информацию, которая не изменяется в процессе энергопотребления. К ним относятся, например, таблицы переключения тарифов, таблицы порогов ограничения мощности и т.д.» [38].

«Динамические таблицы включают информацию, которая описывает процесс электропотребления. Это таблицы расхода электроэнергии по тарифным зонам, журнал событий, журнал качества электроэнергии и т.д.. Также УСПД хранит в своей памяти копии статических и динамических таблиц и обеспечивает их однозначное соответствие. При этом эталоном статических таблиц являются таблицы, расположенные в УСПД. Соответствие статических таблиц счетчиков электроэнергии эталонным таблицам в УСПД периодически проверяется. При обнаружении несоответствия таблиц УСПД перезаписывает их в счетчики электроэнергии. Признаком несоответствия является контрольная сумма содержимого таблиц, каждый раз передающаяся при опросе счетчиков электроэнергии» [39].

«Источником информации для динамических таблиц являются счетчики электроэнергии, поэтому УСПД читает их из счетчиков и записывает в своей памяти. Блок управления реализуется на основе микроконтроллера, блок запоминающего устройства имеет в своем составе энергонезависимую память» [39].

На рисунке 2.6. изображена функциональная схема УСПД.

«Блок управления реализуется на основе микроконтроллера, блок запоминающего устройства имеет в своем составе энергонезависимую память» [39].

«В качестве интерфейса с счетчика электроэнергии можно применять модуль PLC-модема или модуль интерфейса стандарта RS-485. Интерфейс с пультом контролера обеспечивает обмен по одному из вариантов последовательного обмена по стандарту RS-232, RS- 485 или USB. Осуществление принятия сигналов из центра управления АСКУЭ

осуществляется с помощью модуля цифрового радиоприемника, возможен версия приема сигналов от пульта контролера, либо с помощью интерфейса RS-232 по любому имеющемуся каналу связи (GSM, проводные каналы)» [39].

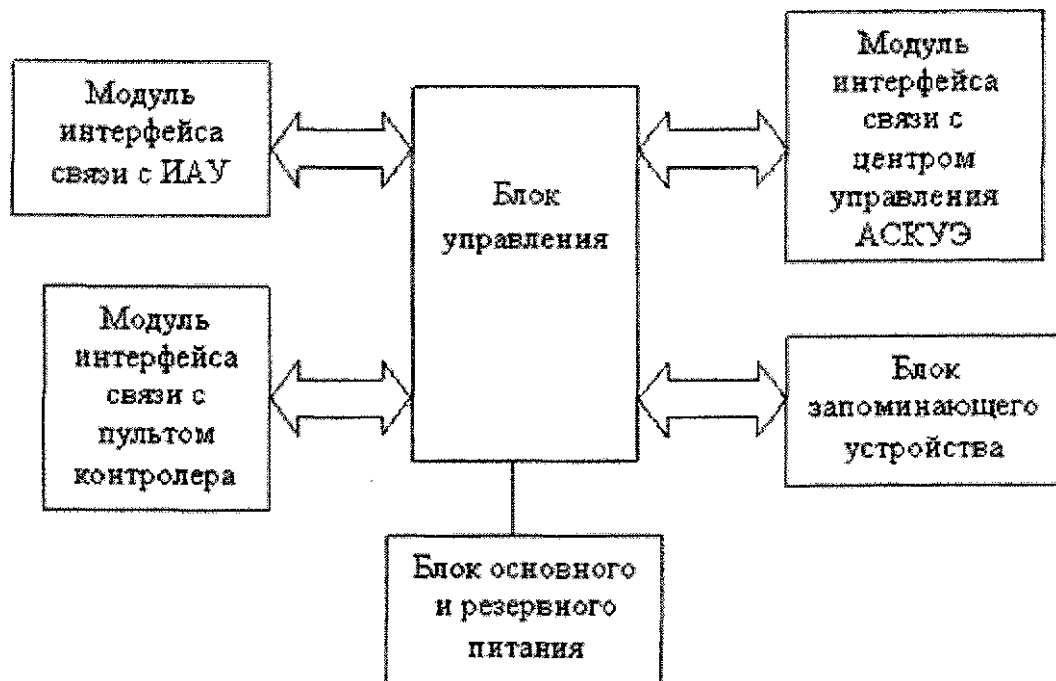
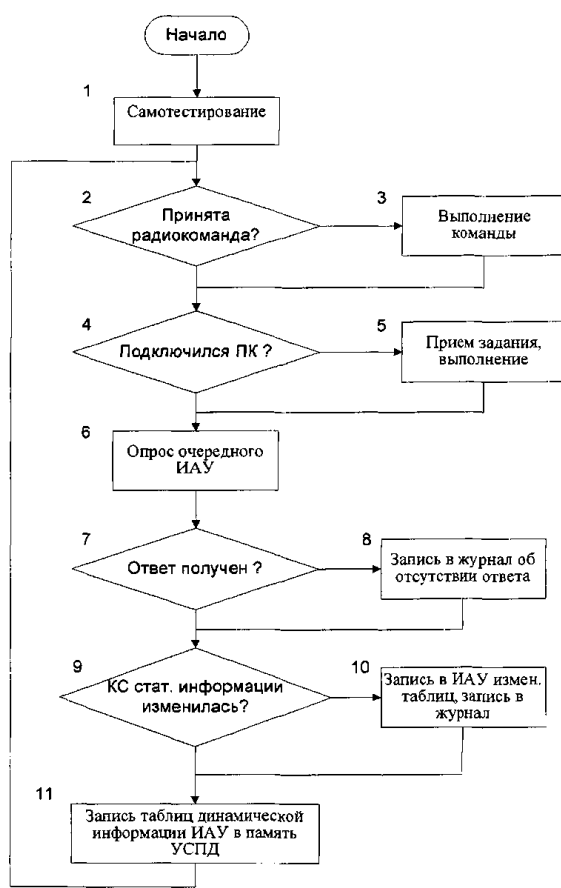


Рисунок 2.6 - Функциональная схема УСПД

«Блок основного и резервного питания создает питающие напряжения из электросети и имеет аккумулятор, обеспечивает резервное питание при отсутствии электрической сети» [39].

Блок-схема УСПД показана на



алгоритма работы рисунке 2.7.

Рисунок 2.7 - Блок-схема алгоритма работы УСПД

«В блоке 1 выполняется тестирование подсистем и регистрация в журнале событий времени и даты включения в работу УСПД. В блоке 2 опрашивается модуль интерфейса с центром управления АСКУЭ, если в буфере приема находится принятый сигнал, то она декодируется и выполняется (блок 3). В блоке 4 проверяется подключения пульта контролера (ПК), если ПК подключен, то от него принимается файл-задание, записывается в память и выполняется (блок 5). В блоке 6 УСПД опрашивает очередной прибор учета электроэнергии, получает от него конечную информацию и динамические таблицы. Если ответ не был получен (блок 7), в журнал событий записывается дата, время и код события (блок 8). Если контрольная сумма статической информации счетчика электроэнергии изменилась (блок 9), УСПД перезаписывает необходимые таблицы (блок 10) и регистрирует это событие в журнале. В блоке 11 происходит запись полученных от счетчика электроэнергии динамических таблиц в память УСПД. Далее происходит повтор цикла с блока 2» [39].

«Были проанализированы характеристики крупномасштабных Фотоэлектрических установок на крыше в Самут Сонгкрам, Таиланд. Измерение качества мощности было установлено на точечном общем присоединении (ТОП) с распределительными системами 22 кВ и 50 Гц для измерения напряжения, частоты, полного напряжения гармонических искажений (просмотр источника MatMPL) и флуктуации напряжения в течение одной недели, выработка электроэнергии с завода фотоэлектрической установки на крыше может поставлять электроэнергию в систему распределения. Средняя выходная мощность за неделю с 6:30 до 18:40 составляла до 778,125 кВт, а оценка качества электроэнергии также считалась эталоном, основанным на Провинциальном Департаменте Электроснабжения, в отношении сетевого подключения. Ключевым оборудованием в сети является инвертор» [40].

«Для использования технических процедур для снижения потерь электроэнергии при удовлетворении требований сети, а также для занятия функциональных возможностей антиорошения, могут использоваться квалифицированные инверторы. Соотношение выходной энергии и производительности между измерением и моделированием одинаково» [40]. Исследователи выяснили, что коэффициент производительности является очень важным значением, используемым для оценки качества Фотоэлектрической установки. Он обеспечивает производительность установки, снижения потерь электроэнергии.

Выводы по главе 2

1) Рассмотрены и предложены методы обнаружения несанкционированного потребления электроэнергии в электрических сетях с помощью АСКУЭ. Для реализации методов нужно наличие технических параметров элементов схемы электрической сети для их дальнейшей реализации. Данные методы дают возможность находить место такого потребления электрической энергии.

2) Рассмотрены методы для решения проблем наблюдаемости и оценивания энергораспределения в распределительных электросетях с помощью нахождения возможных коммерческих потерь электроэнергии в сети 0,4 кВ.

3) Достаточно простое в работе УСПД ориентировано на применение в составе АСКУЭ в качестве промежуточного элемента для обмена информацией между энергосбытовой организацией и приборами учета электроэнергии.

3 Подходы к созданию системы мониторинга потерь энергии в электрических сетях

3.1 Основные предпосылки и условия создания системы мониторинга потерь электроэнергии в сетях

Для реализации наблюдения за уровнем потерь электроэнергии необходимо наблюдение за значениями отпущенной и потребленной энергий, а для создания мониторинга содержания потерь необходимо наблюдение за параметрами режима электрической сети, которые определяют потери электроэнергии.

Для обеспечения наблюдения за потерями электроэнергии могут выступать эффективные системы, действующие в сетевых и энергосбытовых организациях АСДУ и АИИС КУЭ. Это системы, которые обладают развитыми техническими средствами измерения, изменения, распространения и хранения информации, осуществляют предоставление нужных параметров для расчета фактических потерь электроэнергии и их составляющих.

«Для того, чтобы создать данные системы, необходимо разработать программные средства, которые обеспечивают интеграцию информации АСДУ и АИИС КУЭ и выполняют расчет технических и коммерческих потерь

электроэнергии. Для оперативной работы вышеперечисленных систем необходим ОИУК (оперативно-информационный управляющий комплекс), который автоматизирует функции сбора, обработки, хранения и отображения информации о текущем состоянии элементов распределительной сети и параметрах режима, а также организовать дистанционное управление объектами» [19].

«Автоматизация и информатизация распределительных электрических сетей во многих странах признаны в настоящее время стратегическими направлениями в энергетике, т.к. позволяют существенно повысить надежность и качество электроснабжения потребителей. На эти цели в развитых странах энергокомпаниями выделяются значительные средства» [43].

«Например, суммы инвестиционных затрат энергокомпаний США на автоматизацию сетей в 2000 г. составили:

- на создание АСДУ и телемеханизацию - 140 млн. долларов;
- на автоматизацию подстанций — 170 млн. долларов;
- на автоматизацию распределительных сетей — 600 млн. долларов»

[44].

Для решения задач мониторинга потерь электроэнергии необходимо объединение комплекса программ расчета и анализа потерь электроэнергии с ОИУК. «Наиболее развитыми для данного объединения являются технология клиент-сервер и Internet. При этом появляется возможность решения следующих основных задач» [19]:

- имитирование схемы электросети с телесигнализацией;
- расчет и объяснение текущего установившегося режима сети;
- совершенствование режима по напряжению и мощности;
- создание и сохранение графиков напряжений, токов и мощности

для расчета потерь электроэнергии и сезонного более рационального использования электричества;

- формирование вероятностных характеристик параметров режима.

На рисунке 3.1 изображена схема взаимодействия элементов комплекса расчета потерь и сервера ОИУК.

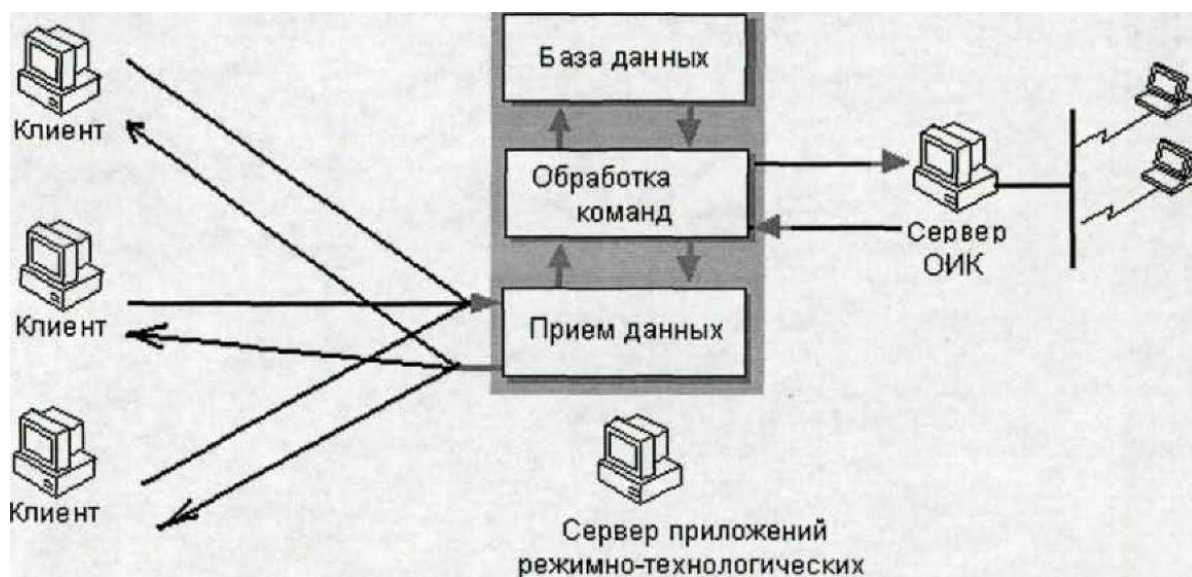


Рисунок 3.1 - Схема взаимодействия компонентов комплекса расчета потерь электроэнергии и сервера ОИУК

Моделирование данной схемы электросети создается за счет информации о состоянии коммутационных аппаратов на основе значений телесигнализации. Так как для каждого коммутационного аппарата в ОИУК существует соответствующий номер телесигнализации, то для того, чтобы состояние коммутационного аппарата в данный момент показывалось в базе данных комплекса расчета потерь электроэнергии, нужно заранее один раз распределить этот номер, который соответствует своему выключателю.

Для моделирования режима электросети в комплексе расчета потерь электроэнергии на основе телеизмерений необходимо создание текущей схемы и передача информации из ОИУК о параметрах режима со следующими значениями: активная и реактивная мощности, токи и напряжения.

Для режимно-технологических задач комплекса расчета потерь электроэнергии также нужна проверка правильности номеров телеизмерений и времени их преобразования, проверки передачи потребителю необходимого сообщения.

В то же время, если «ОИУК выполнен по структуре «клиент-сервер», то для осуществления быстрого доступа к данным настоящего времени для каждого потребителя может быть создана прямая связь с сервером приложения ОИУК и донесения от него необходимой информации» [19]. Для того, чтобы обеспечить такой доступ, нужна регистрация потребителя на сервере в обязательном порядке.

«Данный вариант к объединению комплекса расчета потерь электроэнергии с ОИУК может применяться и для объединения комплекса с АИИС КУЭ для получения информации об активной W_a и реактивной W_p энергии через каждые элементы сети, а также с автоматизированными системами энергосбытовых компаний с целью принятия информации об электропотреблении» [19].

На рисунке 3.2 изображена схема технического обеспечения системы мониторинга потерь электроэнергии.

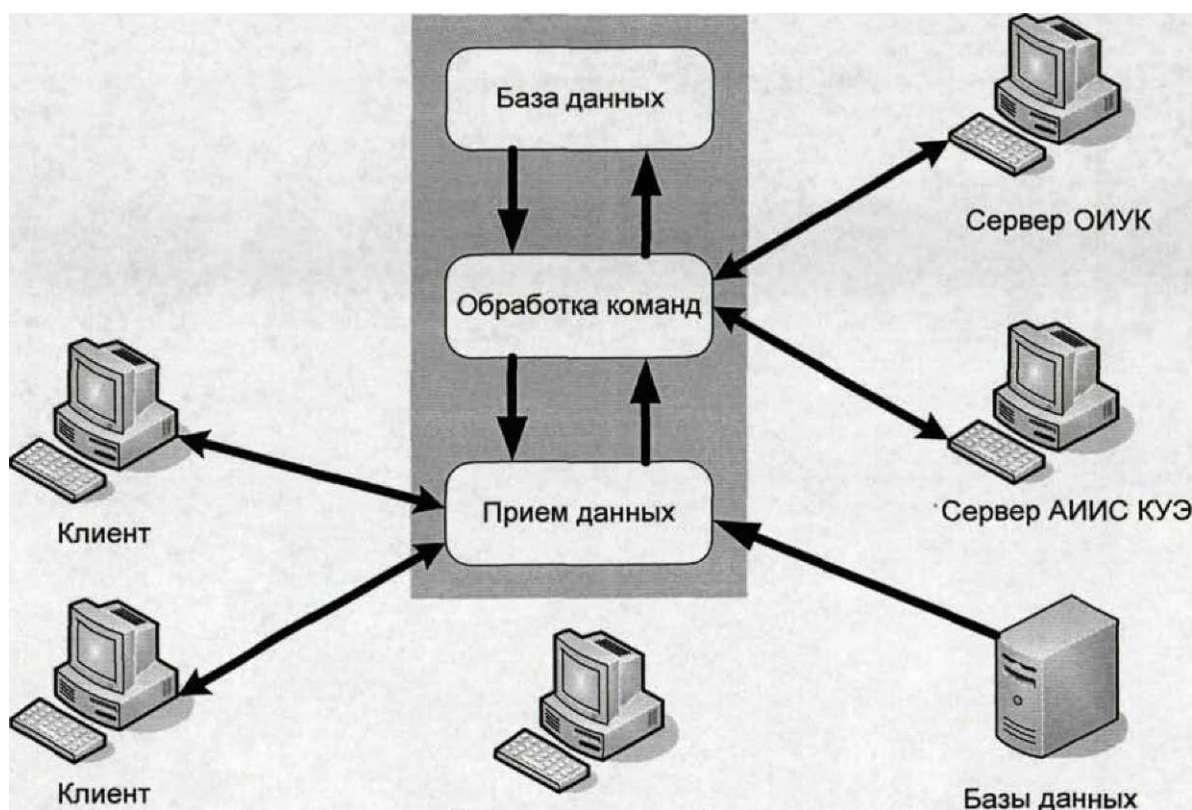


Рисунок 3.2 - Схема технического обеспечения системы мониторинга потерь электроэнергии

Для того, чтобы реализовать системы мониторинга потерь электроэнергии, нужно предоставить соотнесение потребительских систем учета электроэнергии и соответствующих элементов схемы замещения электросети по пути «район электросетей – головная подстанция — линия 6-10 кВ - трансформаторная подстанция — линия 0,4 кВ». Следовательно, нужно создать систему электрической адресации потребителей в отличие от существующей в энергосбытовых компаниях почтовой адресации потребителей. Помимо этого, в расчетном комплексе нужна информация об отпуске или потреблении энергии и метрологической информации счетчиков, измерительных трансформаторах тока и напряжения.

Результат введения работ в анализе и уменьшении потерь электроэнергии в электросетях в основном зависит от программного обеспечения, который применяется для расчетов и создания мероприятий по сокращению потерь электроэнергии.

Необходимость совершенствования программного обеспечения для расчетов, разработки мероприятий по сокращению потерь электроэнергии в электросетях вызвана значимыми причинами:

- 1) Ключевые возможности функциональных программ не обеспечивают должным образом существующих научных и методических усовершенствований в сфере расчетов и уменьшения потерь электроэнергии.

- 2) Так как существует специфика обособления электроэнергетики на отдельные организации, то требуется приспособление программных средств к особенности работы и задачам энергосбытовых организаций, контролеров коммерческого учета, муниципальных электроснабжающих компаний и объединение программного обеспечения, которым пользуются данные организации.

- 3) Программные средства для обсуждения вопросов в замкнутых питающих и разомкнутых электросетях совершенствовались отдельно, но

необходимо их объединение, так как этого требует физическая суть выполняемых задач.

Рассмотрим одну из известных сетевых организаций г.Тольятти - АО «ОРЭС-Тольятти».

Сетевая организация АО «ОРЭС-Тольятти» оказывает услуги по передаче электрической энергии по собственным и арендованным сетям (10; 6; 0,4 кВ).

В состав электрических сетей организации входят:

- Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ –427 шт.
- Кабельные линии 6-10 кВ – 593,36 км.
- Кабельные линии 0,4 кВ – 621,91 км.
- Воздушные линии 6 кВ –80,00 км.
- Воздушные линии 0,4 кВ – 156,18 км.
- Распределительные пункты 6-10 кВ на 335 присоединения – 16 шт.

Суммарные годовые потери активной энергии в кабельных и воздушных линиях 0,4/6/10 кВ в натуральной величине ориентировочно по предоставленным данным составляют 545,21 тыс.кВт*ч.

Система учета потребления электроэнергии не эффективна. Необходимо установить индивидуальный учет (на границе балансовой принадлежности) потребления электроэнергии основными потребителями с помощью электронных счетчиков.

Эффективное использование электронных счетчиков позволит управлять графиком потребления энергии и мощности в зависимости от температуры воздуха и технологических нужд. Такое управление позволит снизить затраты на покупку потерь электроэнергии на 3-5% за счет более равномерного распределения нагрузки и за счет контроля управления значениями заявленной и фактической мощностями.

В таблице 3.1 представлены поступление в сеть, потери и полезный отпуск электрической энергии по АО «ОРЭС-Тольятти» за 2012-2016 гг.

Таблица 3.1 - Поступление в сеть, потери и полезный отпуск электроэнергии

Год	Уровень напряжения	Поступление эл.энергии в сеть	Потери эл.энергии в сетях		Полезный отпуск электроэнергии
		тыс.кВт*ч	тыс.кВт* ч	%	тыс.кВт*ч
2012	ВН	61671,65	1668,73	2,2	2138,76
	СН1	19907,06			
	СН2	24627,67	31268,63	40,4	122583,34
	НН	37,36	44414,99	57,4	360170,11
	ИТОГО:	662243,74	77352,35	100	484892,21
2013	ВН	635723,26	1685,08	1,76	2146,92
	СН1	20549,95			
	СН2	21828,44	31574,94	33,0	129525,32
	НН	4,40	62320,24	65,2	362753,96
	ИТОГО:	678106,05	95580,26	100	494426,2
2014	ВН	622388	1189	1,43	1190
	СН1	20781			
	СН2	5637	29705	35,6	157726
	НН		52503	62,9	336451
	ИТОГО:	648806	83397	100	495367
2015	ВН	628406,07	1409,8	1,7	75417,14
	СН1	20015,06			
	СН2	13434,44	29191,53	35,2	162443,19
	НН		52329,14	63,1	423995,24
	ИТОГО:	661855,57	82930,47	100	661855,57
	СН1	24356,27			

Продолжение таблицы 3.1

2016	ВН	608581,5	1111,44	1,70	798,36
	СН1	24356,27			
	СН2	37139,02	23013,33	35,2	153893,82
	НН		41254,02	63,1	372793,33
	ИТОГО:	670076,79	65378,79	100	527485,51

Потери электроэнергии, представленные в таблице 3.1 и имеющие отношение к низкому напряжению (0,4 кВ), имеют практически самое большое численное значение (по сравнению с ВН, СН2). Потери в сетях НН в среднем составляют практически 61% от полезного отпуска электрической энергии в сеть. Полезный отпуск электрической энергии в сетях низкого напряжения 0,4 кВ также имеет наибольшее значение, по сравнению с ВН и СН2. Это говорит о том, что:

- у большинства абонентов не установлены счетчики электрической энергии, либо не опломбированы;
- неверно списаны показания мощности по прибору учета;
- схема внутреннего электроснабжения потребителя функционирует неверно (провода могут скрывать) с целью воровства электрической энергии;
- применяются разные методы расчета показаний прибора учета или написание в квитанцию неверного количества потребленной электроэнергии и мн.др.

Экономическим эффектом от внедрения такого мероприятия, например, как установка электронных приборов учета считается: рост учтенного полезного отпуска электроэнергии, снижение потерь электроэнергии от повышения точности учета, от неточного расчета корректирующего коэффициента при несовпадении точек поставки и измерения.

В таблице 3.2 представлены фактические и нормативные потери электроэнергии по АО «ОРЭС-Тольятти» за 2012-2016 гг.

Таблица 3.2 – Фактические и нормативные потери электроэнергии за 2012-2016 гг.

Год	Потери эл.энергии в сетях (фактические), тыс.кВт*ч	Потери эл.энергии в сетях (нормативные), тыс.кВт*ч
2012	94653,04	80793,73
2013	95580,25	81568,95
2014	83397	79862,78
2015	79895,95	80746,38
2016	65378,79	81749,36

В базовом 2016 году технологические потери предприятия составили 65378,79 тыс.кВтч/год. В результате реализации развития систем учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии в распределительных сетях АО «ОРЭС-Тольятти» планируется сокращение потерь электроэнергии. Основные цели и задачи развития систем учета являются: избежание недоучета, хищения электроэнергии и установка систем учета с более высоким классом точности взамен старых индукционных приборов учета. Это позволит уменьшить потери электроэнергии на 15-20% увеличить полезный отпуск электроэнергии. Развитие системы учета необходимо реализовывать поэтапно. Постепенное внедрение современной технической базы даст небольшой срок окупаемости оборудования и позволит производить закупку оборудования для дальнейшего внедрения современных систем учета. В итоге можно приблизительно спрогнозировать экономию электроэнергии как в натуральном так и в денежном выражении в сторону уменьшения потерь, согласно

действующему тарифу на покупку электроэнергии на технологические потери в тыс.кВтч/год:

- в 2018 – 2062,701 тыс.кВт*ч,
- в 2019 – 3712,862 тыс.кВт*ч,
- в 2020 – 7219,454 тыс.кВт*ч,
- в 2021 – 7838,264 тыс.кВт*ч,
- в 2022 – 8250,804 тыс.кВт*ч.

Полезный отпуск в среднем за 2012 год составляет 484892,21 тыс.кВт/ч, что составляет 78% от общего объема поступления электроэнергии в сеть. Измерительный парк оборудования более 80% потребителей (физических лиц) не обновлялся более 10 лет. Как правило, это технически изношенные и морально устаревшие индукционные приборы учета, которые не соответствуют техническим требованиям. Осуществляемые ими измерения имеют погрешность, превышающую максимально-допустимую. Учитывая, что многие приборы установлены внутри домов, представители сетевой организации не имеют возможности осуществлять съём показаний для расчетов объемов переданной этой категории потребителей электроэнергии.

Автоматизированный сбор данных со счетчиков предполагается осуществлять с помощью четырех УСПД со встроенным модемом и с последующей передачей по каналу на уровень ИВК. В случае выхода из строя УСПД сбор данных осуществляется мобильным ридером (не заходя к потребителю). Ориентировочная стоимость одного УСПД 50 тыс.руб.

Система учета электроэнергии для потребителей, подключенных к сети 0,4 кВ формируется из информационно-измерительных комплексов, оснащаемых средствами передачи данных.

3.2 Программа расчета и анализа потерь электроэнергии в сетях 6-20 и 0,4 кВ

Во многих электросетевых организациях для расчета потерь электроэнергии обычно используется стандартная программа MS Excel, где путем простых вычислений рассчитывается процентное количество потерь электроэнергии. На сегодняшний день существует множество специальных программ, с помощью которых возможно оценить потерь электроэнергии. Стоит рассмотреть одну из них: РАП-10-ст.

«Программа РАП-10-ст предназначена для расчета и анализа потерь электроэнергии и режимов напряжения в радиальных электрических сетях напряжением 6-20 и 0,4 кВ» [47].

«В программе используется пятиступенчатая иерархическая структура объектов сетевой компании. Верхний уровень – это предприятия электрических сетей (ПЭС), в состав которого входят районы электрических сетей (РЭС). В свою очередь в состав РЭС входят источники питания сетей 6–20 кВ – центры питания (ЦП), от которых отходят линии 6–20 кВ (фидера). Внутри каждого фидера указываются линии 0,38 кВ, отходящие от шин 0,4 кВ трансформаторных подстанций 6–20/0,4 кВ данного фидера» [47].

В программе реализованы два метода расчета нагрузочных потерь электроэнергии в фидерах 6–20 кВ:

- 1) метод средних нагрузок;
- 2) метод расчетных суток.

«При использовании метода средних нагрузок программа производит расчет одного режима – средних нагрузок – и использует значение коэффициента формы графика K_{f2} , рассчитанное одним из двух описанных выше способов» [47].

«При использовании метода расчетных суток программа формирует конфигурацию суточного графика нагрузки каждой трансформаторной подстанции 6-10/0,4 кВ (ТП) на основе либо заданного индивидуального типового графика, либо общего графика ЦП. Конфигурации типовых графиков вводятся в окне "Справочники - Типовые графики нагрузки" в полосе меню в

верхней части основного окна. Это могут быть графики односменных, двухсменных предприятий, сельскохозяйственной нагрузки и т.п.»[47].

«В программе реализованы три метода расчета нагрузочных потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ:

- на основе обобщенной информации о схемах (длина магистрали и ответвлений);

- в зависимости от величины потерь напряжения;

- на основе заданной полной схемы. В этом случае учитывается неодинаковость фазных нагрузок, неполнофазное исполнение некоторых ответвлений, конкретное исполнение нулевого провода. Все пофазные параметры режима (включая режим нулевого провода) выводятся на печать» [47].

«На уровне фидера расчет потерь в сетях 0,4 кВ может быть произведен из окна Информация о линиях 0,4 кВ, нажатием кнопки Расчет. В этом случае результаты расчета выводятся по отдельным линиям 0,4 кВ (группам линий) данного фидера. На любом уровне переход на следующую страницу при просмотре результатов расчета осуществляют нажатием на верхней панели кнопки со стрелкой «>», на предыдущую страницу – «<», просмотр страницы с известным номером – нажатием средней кнопки и указанием номера страницы» [47].

«На уровне ЦП расчет потерь может быть произведен в сетях 6–20 и 0,4 кВ из окна Информация о центре питания, нажатием кнопки Расчет потерь. В этом случае результаты расчета выводятся по отдельным фидерам данного ЦП» [47].

«При расчете потерь на уровне РЭС в меню предусмотрены два режима вывода результатов расчета:

- при нажатии кнопки «Расчет потерь в сетях 6–10 и 0,4 кВ» выводятся результаты расчета суммарных потерь по каждому ЦП (без фидеров) и суммарным результатом по РЭС;

– при нажатии кнопки «Расчет потерь с пофидерной печатью» последовательно выводятся результаты расчета по фидерам каждого ЦП (аналогично расчету на уровне ЦП), а в конце – таблица, аналогичная первому варианту. После вывода каждой таблицы надо нажимать на клавиатуре клавишу Enter. После вывода на экран любой таблицы она может быть отправлена на печать» [47].

На рисунке 3.3 изображен фрагмент программного комплекса РАП-10.

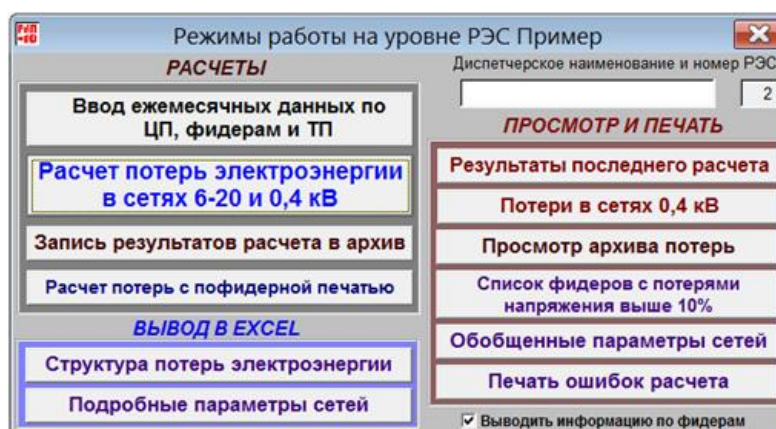


Рисунок 3.3 – Фрагмент открытого окна программного комплекса РАП-10

Программа может выводить в формат Excel информацию, представленную на рисунках 3.4, 3.5, 3.6:

Потери РЭС Пример-ПС Восточная.xls																			
Потери электроэнергии в сетях 6-20 кВ Перевы РЭС Пример ПС Восточная																			
Расчетный период: год 2014 г.																			
РЭС	Отпуск электроэнергии, тыс кВтч				Потери электроэнергии, тыс кВтч				Потери электроэнергии, % от отпуска				Характеристики сети 6-20 кВ		Превышение экономической нормы по потерям, %		Минимальный эффект от приведения потерь к нормам, тыс кВтч		Потери напряжения, %
	в фидерах 6-20 кВ	транс-порт по сети 6-20кВ	в линиях 0,4 кВ	нагрузочные в линиях	капустого хода в трансм. в сетях 6-20 кВ	в сетях 0,4 кВ	суммар-ные	нагру-зочные	капусто-го хода 6-20кВ	0,4кВ	сум-мар-ные	мощность трансм., кВА	длина линий, км	нагру-зочные	капустого хода	нагру-зочные	капустого хода		
Фидер 0,5 кВ	237,5	0	229,629	130,009	56,471	67,025	0	0	0	81,91	20,56	110,47	0	0	910	16	60	22,091	4,1
Фидер-контроль	475	0	449,373	554,909	233,76	65,462	0	0	0	166,06	13,79	179,84	0	0	910	16	60	22,091	8,2
Фидер 2,0 кВ	960	0	861,92	2252,551	965,908	60,087	0	0	0	337,73	6,41	344,14	0	0	910	16	60	22,091	16,4
Фидер-отр. напр.	0	0	0	0,517	0	70,101	0	0	0	0	0	0	0	0	910	16	60	22,091	0,1
Фидер-часть	391,52	0	375,27	317,86	157,047	66,64	0	0	0	121,3	17,02	139,32	0	0	910	16	60	22,091	5,6
Фидер-аб. лин. 0,4	475	0	449,37	554,909	233,757	65,462	0	0	0	166,06	13,79	179,84	0	0	910	16	60	22,091	8,2
Фидер-лин. от аб. ТП	475	0	302,93	553,609	142,09	39,132	0	0	0	146,63	8,24	154,87	0	0	910	16	60	22,091	8,2
Фидер с трансформ.	960	300	540,66	3187,523	403,032	59,606	0	0	0	377,96	6,26	384,24	0	0	910	17	70	1050,008	19,3
Фидер Колова	480	0	0	282,705	127,071	94,555	5,529	0	0	85,37	19,7	105,07	0	0	1230	11	60	20,56	2,9
Всего по 10 кВ	4434,82	300	3199,142	7842,841	2389,536	589,79	5,589	107,48,15	0	107,48,15	228,97	63,3	242,28	0	100	8119	140	1671,25	607,88
Отпуск в последовательные фидеры, тыс кВтч																			
Транзит по сети 6-20 кВ, тыс кВтч																			
300																			
Расчет выполнен для объекта "О.А.ТЕМЭДНЕЛЕДЖОРАПИО_С.П.МЕР10-С1"																			
Дата расчета: 24/05/13																			
Потери по фидерам / Потери мощности / Потери 0,4кВ / Информация о фидерах / Регулирование напряжения																			

Рисунок 3.4 - Потери электроэнергии с интервалами максимальных и минимальных значений потерь из расчета или архива потерь, а также пофидерной печатью очагов потерь

Сети Первый-РЭС Пример.xls											
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Информация по линиям 10 кВ Первый РЭС Пример											
№ п/п	Наименование ЦП, питающего фидера 10 кВ	Балансовая принадлежность	Сечение ГУ, мм2	Суммарная	ПС- 5	Длина участков по маркам провода, км					
	участков фидера					A-35	AC-35	КА-35	AC-50	A-50	AC-70
1	Оп. 01-оп. 13	ЭСО		5							5
2	Оп. 14-оп. 28	ЭСО		5					5		
3	Оп. 29-оп. 48	ЭСО		5		5					
4	Оп. 49-оп. 64	ЭСО		1	1						
Всего по Фидер 0,5 к				16	1	5	0	0	5	0	5
В том числе ЭСО				16	1	5	0	0	5	0	5
В том числе абонента				0	0	0	0	0	0	0	0
Фидер Фидер-контроль				70							
1	Оп. 01-оп. 13	ЭСО		5							5
2	Оп. 14-оп. 28	ЭСО		5					5		
3	Оп. 29-оп. 48	ЭСО		5		5					
4	Оп. 49-оп. 64	ЭСО		1	1						
Всего по Фидер-контроль				16	1	5	0	0	5	0	5
В том числе ЭСО				16	1	5	0	0	5	0	5
В том числе абонента				0	0	0	0	0	0	0	0
Фидер Фидер-2,0 к				70							
1	Оп. 01-оп. 13	ЭСО		5							5
2	Оп. 14-оп. 28	ЭСО		5					5		
3	Оп. 29-оп. 48	ЭСО		5		5					
4	Оп. 49-оп. 64	ЭСО		1	1						
Всего по Фидер-2,0 к				16	1	5	0	0	5	0	5
В том числе ЭСО				16	1	5	0	0	5	0	5
В том числе абонента				0	0	0	0	0	0	0	0
Фидер Фидер-охр.напр.				70							
1	Оп. 01-оп. 13	ЭСО		5							5
2	Оп. 14-оп. 28	ЭСО		5					5		
3	Оп. 29-оп. 48	ЭСО		5		5					
4	Оп. 49-оп. 64	ЭСО		1	1						

Рисунок 3.5 - Информация о длинах линий с разбивкой по сечениям и классам напряжения для сетей 6-20кВ

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W
1	Потери в фидерах 0,4 кВ																						
2	Первый РЭС Пример																						
3	Дата расчета: 05/09/12																						
4	Наименование	Тип линий	Число линий	Суммарная длина, км /тои в фаз, А	Сечение головл. участка мм2	Доля эн. потребл на раст. 1-2 прол.	Доля распределенной энергии на нагрузки	Коеф. реак-тивной энергии	Коеф. запол-тимальной энергии	Отпуск электро-энергии, тыс кВтЧ	Плот-ность тока, А/мм2	Потери электроэнергии тыс кВтЧ				%				Отклонение напряжения, %			
5				Мапс-трали	3-фаз, 1-фаз, ответ	ответ						Всего	в том числе 3-фаз	1-фаз		Всего	в том ч. 3-фаз	1-фаз	Шины ТП	Потери в сети	Удал. точка		
6				A	B	C		Rn/Rf															
8	Линия 0,4 кВ	Возд-380	10	1	1	1	70	0	0,5	0,4	0,5	219,6	0,1	0,47	0,41	0,06	0,21	0,19	0,03	7,6	0,4	7,2	
9	схема 0,4	Возд-380	1	1,4	0	0,2	35	0	0,5	0,5	0,5	10	0,2	0,07	0	0,07	0,7	0	0,7	0	1,3	-1,3	
10	Всего по Фидер 0,5 к		10	11	2,4	1	1,2	67	0	0,5	0,4	0,5	229,6	0,1	0,54	0,41	0,13	0,24	0,18	0,06	0	0	0
11	Фабрика	Возд-380	10	3	1	1	120	0	0,5	0,4	0,6	197,9	0	0,54	0,5	0,04	0,27	0,25	0,02	0	0,6	-0,8	
12	Семхоз	Возд-380	7	2,3	1,2	1,6	70	0	0,5	0,4	0,6	80,8	0	0,27	0,24	0,03	0,33	0,3	0,04	10	0,6	9,4	
13	Склады	Возд-380	10	2,3	1,2	1,6	50	0,5	0,5	0,4	0,6	82,5	0	0,05	0,04	0,01	0,06	0,05	0,01	10	0,2	9,8	
14	Дачи	Возд-380	5	2,3	1,2	1,6	50	0	0,5	0,4	0,6	41,2	0	0,19	0,17	0,02	0,46	0,41	0,05	9,7	0,7	9	
15	Линия 1		3	5,5	7	9	95		2	0,4		47	0,1	1,53	1,53	0	3,26	3,26	0	0	10	-10	
16	Потери электроэнергии / Обобщенные характеристики сетей / Потери в фидерах 0,4 кВ / Потери мощности / Структура Потери																						

Рисунок 3.5 - Потери электроэнергии в сетях 0,4кВ с показателями качества электроэнергии;

Данная программа позволяет управлять множеством различных расчетов потерь электрической энергии и выводить результаты в формате «Эксель». Для

удобства работы такой программой следует пользоваться всем электро- и энергосбытовым организациям.

3.3 Разработка подсистемы подготовки отчетных и аналитических форм о балансах энергии в сетях РСК

В течение четырех лет рассматривалась нацеленность к повышению коммерческих потерь электроэнергии, составляющие за определенные месяцы до 25% фактических потерь, следовательно, система наблюдения за потерями с помощью норматива оказывалась непродуктивной и требовала корректировок, которые позволяют анализировать коммерческую составляющую потерь. План по коммерческим потерям определяется конкретными функциями распределительных сетей отдельных подразделений: формированием абонентов, техническим состоянием сетей и учета. План должен разрабатываться на уровне каждого года, согласно утвержденного на предшествующий год региональной комиссией уровня фактических потерь энергии и ожидаемого количества технических потерь (который устанавливается согласно прогнозу отпуска электроэнергии в сеть) по каждому структурному подразделению по всем месяцам года и ежемесячно регулируется относительно фактических данных.

Для того, чтобы устранить повторения отчетных документов и недочетов на базе Microsoft Excel предложен отчетный комплекс «ПОТЕРИ», который способствует на основе создания балансов электроэнергии собирать блок отчетных данных и нужную информацию для любых проанализированных отчетов.

Расчет, оценка, формирование отчетных форм документации по потерям за каждый текущий месяц (а также нарастающий итог) формируется в отчетном файле, который имеет название отчетного месяца. Файл содержит форму книги,

в которой каждый лист отображает расчетные или отчетные таблицы. Преобразования исходных показателей автоматически приводят к поправке всех отчетных показателей.

В качестве исходного материала для создания документов в отчете применяются:

- значения по балансам электроэнергии;
- итоги расчета потерь энергии по питающей сети.

Расчет всего баланса электроэнергии, питающей сети и распределительным сетям отдельного подразделения формируется в расчетном листе отчетного файла с названием «Полный баланс». Итоги расчета потерь электроэнергии представлены в листе с названием «Технические и коммерческие потери».

Важным итоговым документом является «Справка по потерям электроэнергии», содержащая в себе показатели потерь электрической энергии:

- фактические потери электроэнергии;
- технические потери электроэнергии;
- коммерческие потери электроэнергии;
- нормативные данные технических потерь;
- плановое значение коммерческих потерь, определяющееся за счет плана снижения коммерческих потерь за каждый год;
- норматив потерь электроэнергии, создающийся за счет вышеизложенных показателей (норматива технических потерь электроэнергии и плана по коммерческим потерям электроэнергии).

В комплексе ПОТЕРИ предусмотрена возможность получения различных форм баланса электроэнергии в форме схем перетоков энергии разных классов напряжения.

В отчетном файле формируются отчетные и аналитические документы за прошедший месяц, которыми пользуются руководство, чтобы оценить деятельность СП. Помимо этого, в отчете могут создаваться разные отчетные справки, которые предоставляются в смежные отделы и службы РСК.

Разработанный комплекс «ПОТЕРИ» возможно станет необходимой частью АСМУСПЭ, которая создает отчетные формы.

3.4 Разработка автоматизированной системы мониторинга уровня и структуры потерь энергии в сетях РСК

Автоматизированная система мониторинга уровня и структуры потерь электрической энергии (АСМУСПЭ) должна применяться в региональных сетевых компаниях (РСК), в Межрегиональной Распределительной Сетевой Компании (МРСК) и в энергосбытовых компаниях (ЭК).

АСМУСПЭ должна иметь распределенную систему хранения информации (распределенные БД) согласно схеме, изображенной на рисунке 3.6.

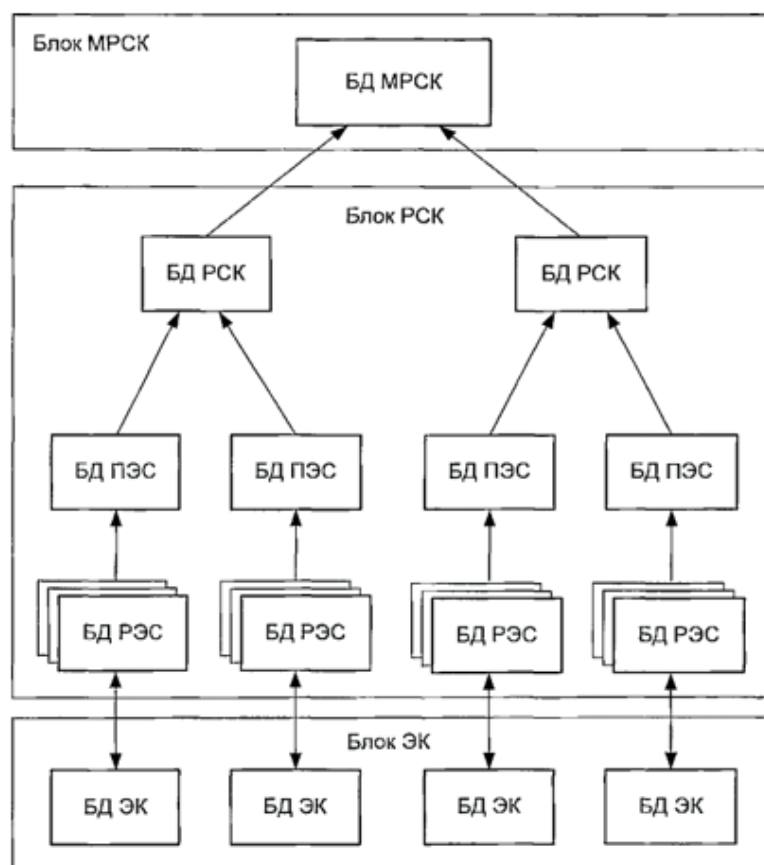


Рисунок 3.6 – Система хранения информации в АСМУСПЭ

Таким образом, программный пакет системы можно условно разделить на 3 основные блока:

- 1) МРСК
- 2) РСК
- 3) ЭК

Информация в БД записывается на уровне РЭС и ЭК. Программный пакет решает такие задачи, как: ведение и применение справочников счетчиков электрической энергии и справочника населенных пунктов, ведение и хранение различных данных о абонентах электроэнергии. В состав сведений о абонентах входят следующие пункты:

- Реквизиты организации, номер договора электроснабжения (для юр. лиц);
- Ф.И.О., номер лицевого счета;
- Точка учета (ТУ) с полным адресом подключения к электрической сети;
- Данные о приборе учета электроэнергии (например, дата изготовления, дата установки или замены, информация о пломбировании и т.д.);
- Данные о трансформаторе тока по каждой ТУ (например, дата изготовления, дата установки или замены, информация о пломбировании и т.д.);
- Данные о трансформаторе напряжения по каждой ТУ (например, дата изготовления, дата установки или замены, информация о пломбировании и т.д.);
- Информация о процентном количестве потерь электроэнергии, в случае расположения счетчика электроэнергии не на границе балансовой принадлежности.

Информация о количестве потерь электроэнергии может быть получена двумя методами: с помощью расчета и по счетчику. При расчетном определении потерь электроэнергии в электрооборудовании, которое

находится между границей балансовой принадлежности и местом расположения прибора учета, уточняется способ расчета с необходимыми данными. При нахождении потерь по приборам учета упоминаются характеристики прибора учета, такие как:

- Электропотребление по необходимой точке учета (по показаниям счетчика);
- Класс напряжения;
- Граница балансовой принадлежности электроустановок;
- Мощность;
- Способ отключения;
- Точки учета других абонентов, которые подключены через точку учета.

В АСМУСПЭ применяется функция поиска данных и формирования аналитических и отчетных отчетов. Также для быстроты приема и обработки информации необходимо предусмотреть некоторые важные функции:

- «автоматизированное формирование обходных листов ТУ для снятия показаний;
- занесение снятых показаний приборов учета в БД путем сканирования заполненных обходных листов;
- занесение снятых показаний технического учета, установленных на подстанциях, показаний счетчиков реактивной энергии, счетчиков собственных нужд для создания балансов электрической энергии по уровням напряжений, распределительным линиям, подстанциям, населенным пунктам» [38];
- «расчета объема оказанных услуг (полезного отпуска) по передаче электроэнергии по сетям РСК;
- автоматическая выгрузка данных по потреблению ТУ в базы данных программных комплексов расчета структуры потерь электроэнергии» [39].

АСМУСПЭ должна содержать в себе два модуля для пользователей: «Учет абонентов юр. лиц» и «Учет абонентов физ. лиц». Необходимо предусмотреть возможность прогноза потребления за прошедший месяц по показаниям с потреблением за такие же периоды прошедших лет.

Для такой системы необходим обмен данными между РЭС и ПЭС с помощью коммутируемого канала связи. Система должна обеспечивать возможность В такой системе обязательно должно быть разграничение прав доступа администратора и пользователя.

Программное обеспечение АСМУСПЭ должно формировать объем оказанных услуг по передаче электроэнергии (полезный отпуск электроэнергии) и другие необходимые отчеты, взятых на основе данных из всех БД низших уровней, для этого необходима автоматическая выгрузка всех значений.

«Для улучшения работы с партнерами сетевых распределительных и энергосбытовых компаний целесообразно создание единого информационного пространства» [38]. Следовательно, в АСМУСПЭ обязано присутствовать обеспечение для ведения БД потребителей юр. и физ. лиц и формирования расчетов с ними.

Программное обеспечение должно позволять формирование счет-фактур для расчета с потребителями — юридическими лицами и создание счет-квитанций для расчетов с потребителями — физическими лицами. Необходимо предусмотреть внесение информации об оплате путем сканировки оплаченных квитанций.

АСМУСПЭ система должна предоставлять:

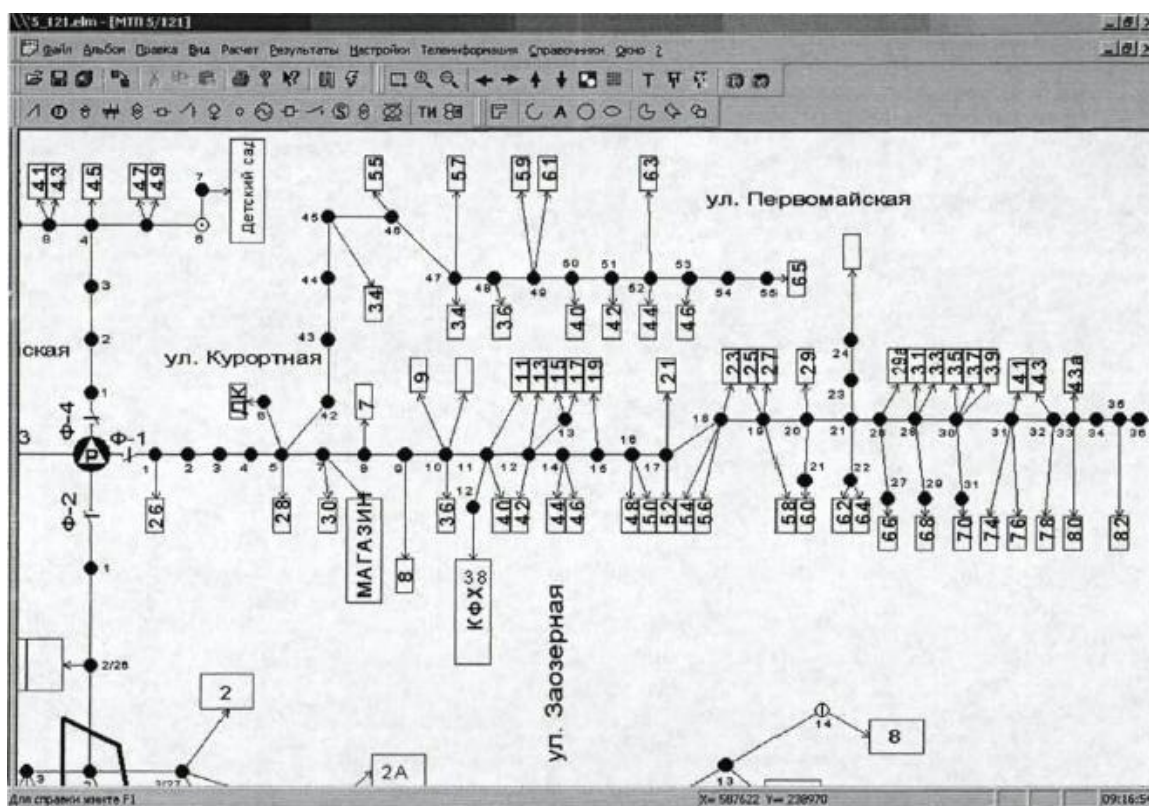
- Распределение прав доступа к данным пользователей энергосбытовых организаций;
- Обмен данными с помощью удаленного доступа к БД, обмен пакетами обновлений для синхронизации баз данных.

Проблемой организации единой АСМУСПЭ, которая объединяет ресурсы РСК и ЭК, считается управление общим справочником с указанием

полных электрических адресов. Его применение синхронизирует информацию о перетоках электроэнергии. С данной целью применение программного обеспечения позволяет:

- обеспечить право доступа пользователей к информации о схемах распределительных сетей РСК;
- обеспечить заполнение и контроль пользователями информации о данных и показаниях точек учета с помощью действий на схемах.

С данным программным обеспечением очень удобно работать. Некоторые энергосбытовые компании уже активно применяют данную программу на практике. На рисунке 3.7 изображен «скриншот» распределительной сети 0,4 кВ, где указаны полные электрические адресные данные абонентов. С помощью выбора на схеме нужного абонента можно получить отчет, содержащий данные о точке учета, электропотреблении данного абонента за прошедшие месяцы или года.



лительной сети 0,4 кВ

Выводы по главе 3

- 1) Развитие АСМУСПЭ, которая содержит в себе информационные ресурсы РСК и энергосбытовые компании и основывается на современных технических (АСДУ, АИИС КУЭ) и программных (например, Internet/Intranet) средствах, на данный момент является актуальным.
- 2) Предложено использовать в работе электросетевым компаниям программным комплексом РАТ-10. Эта программа позволяет рассчитывать потери электроэнергии в сетях 0,4/6/10 кВ.
- 3) В разработанном комплексе ПОТЕРИ с помощью АСМУСПЭ возможно создание необходимых отчетов на уровне ПЭС и РСК. Применение комплекса в некоторых энергосбытовых организациях указывает на эффективность мероприятий по сокращению потерь электроэнергии.
- 4) Исследованы условия, которым может соответствовать АСМУСПЭ в образовании информационного обмена и баз данных.

Заключение

Рассмотренные диссертационные исследования помогают сделать следующие теоретические и практические выводы:

1) Выполнен анализ причин, которые вызывают коммерческие потери электрической энергии в электросетях 0,4, 6, 10 кВ, а также пересмотрена структура коммерческих потерь электрической энергии.

2) Для выяснения анализа потерь электроэнергии и совершенствования методов расчета, необходимо прорабатывать «математический аппарат, методы и модели правильного применения информации АСДУ и АСКУЭ, создание новых и приспособлении существующих методик и программ расчета и анализа потерь электрической энергии, которые будут основаны на применении информационных возможностей АСДУ и АСКУЭ» [39].

3) Выяснено, что «основные направления использования современных информационных возможностей в электроэнергетике это: сбор в единый комплекс нескольких расчетных модулей, которые работают с системами АСКУЭ и другими подсистемами АСУ» [16].

4) Проведен обзор эффективности мероприятий по сокращению коммерческих потерь электрической энергии. Выяснено, что в настоящее время коммерческие потери возникают из-за воровства электрической энергии.

Оптимизация остальных составляющих коммерческих потерь не так эффективна по причине отсутствия необходимых технических решений.

5) Предложен метод учета электроэнергии с защитой от воровства, который позволяет установить выносные счетчики электрической энергии с дистанционным управлением. Вынос прибора учета за границу балансовой принадлежности абонента с дистанционным управлением из энергопредприятия и индикацией показаний данных у потребителя позволяет сократить коммерческие потери электрической энергии, которые возникают из-за присоединения абонентов электрической энергии до счетчиков электроэнергии. Осуществлен разбор способов автоматизации энергоучета.

Осуществление вышеизложенных методов позволяет энергосбытовым компаниям уменьшить коммерческие потери, которые возникают из-за неплатежей (а также задержкой оплаты) за использованную электроэнергию.

6) Применены средства АСКУЭ, методы и программы их работы, которые позволяют ввести в реализацию новые функции АСКУЭ, которые акцентированы на сокращение коммерческих потерь электрической энергии: например устройство сбора и передачи данных (УСПД), который позволяет управлять схемой дистанционно.

7) Исследован комплекс ПОТЕРИ, который является подсистемой АСМУСПЭ и обеспечивает получение аналитических отчетов на уровне руководства РСК и его подразделений.

8) Разработан «алгоритм оценки диапазонов неопределенности потерь электроэнергии при отсутствии наблюдаемости сетей 0,4, 6, 10 кВ, который позволяет оценить коммерческие потери электроэнергии в сетях 0,4 кВ» [24]. Это предоставит создать наиболее эффективные мероприятия по сокращению потерь.

9) Показан программный комплекс РАТ-10, которым следует пользоваться всем электросетевым компаниям для определения потерь электроэнергии.

10) Рассмотрены «функциональная схема и требования, которым должна удовлетворять АСМУСПЭ для создания информационного обмена, формирования баз данных и их взаимосвязи на уровне РСК — энергосбытовой организации» [39].

Список используемых источников

1. Апраткин В.Н. Человеческий фактор и его влияние на уровень потерь электроэнергии// Потери электроэнергии в городских электрических сетях и технологии их снижения: сб. ст. - Москва, «Мособлэлектро», 12 - 15 апр. 2004 г.
2. Воротницкий В. Э., Калинкина М. А., Апраткин В. Н. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций// Энергосбережение. 2000. № 3.
3. Воротницкий В. Э., Апраткин В. Н. Коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях. Структура и мероприятия по снижению // Новости электротехники. Информационно-справочное издание. 2002. № 4.
4. Воротницкий В. Э. Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях. Как его определить и выполнить?// Новости электротехники. Информационно-справочное издание. 2003. № 6.
5. Воротницкий В. Э., Калинкина М. А., Комкова Е. В., Пятигор В. И. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия // Энергосбережение. 2005. № 2, № 3.

6. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.
7. Опыт работы ОАО «Мосэнерго» по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях // Энергосбережение. 2002. № 5.
8. Автоматизированная система коммерческого учета и оплаты энергоресурсов АСКУ и ОПЭ. Информационные материалы. М.: Московский завод электроизмерительных приборов, 2002.
9. Репортаж с научно-технической конференции «Проблемы оптимизации затрат при передаче и распределении электрической энергии» // Новости электротехники. Информационно-справочное издание. 2003. № 3.
10. АСКУЭ: [Электронный ресурс]. М. 2017. URL: <http://askue.com.ru/>. (Дата обращения 05.01.2018г.)
11. Шингаров В. П., Дашков В. В. Использование технических средств для совершенствования организации расчетов с населением за электропотребление // Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях: сб. научн. трудов. М.: ЭСКО. 2000.
12. АСКУЭ: [Электронный ресурс]. М. 2017. URL: <http://askue.com.ru/>. (Дата обращения 10.05.2017г.)
13. Zhu, Y. J. Ad hoc on-demand Distance Vector Routing Protocol Based on Load Balance [electronic source: <http://dx.doi.org/10.1051/matecconf/20164402090>] / Y. J. Yun etc. // MATEC Web of Conferences. 44. 2016.
14. Коков К. Г. Предотвращение потерь электроэнергии с помощью применения современных устройств пломбирования и индикации/ Конференция. Потери электроэнергии в городских электрических сетях и технологии их снижения: сб. ст. 12 - 15 апр. 2004 г., Москва. «Мособлэлектро», 2004. 5 с.

15. Средства и системы компьютерной автоматизации: [Электронный ресурс]. Т. 2001. URL: <http://asutp.ru/>. (Дата обращения 01.09.2017г.)
16. Щуров В. М. Состояние и перспективы развития АСКУЭ в энергосистемах / Метрология электрических измерений в энергетике : сб. научн. трудов. / под общ. ред. д.т.н., проф. Я. Т. Загорского. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. С. 143 - 148.
17. Системы коммерческого учета потребления электроэнергии на базе PLC- технологий с передачей данных по сети GSM. Техническое описание. - М.: Группа компаний ТЭСС, 2004.
18. Данилин А. В., Захаров В. А. Принципы построения и работы АСКУЭ // Мир измерений. 2001. № 8.
19. Сергеев, А. Интеллектуальные электронные приборы. Реализация политики энергосбережения// Информ.-аналит. ж-л «Промышленно-строительное обозрение». 2002. № 11.
20. Гуртовцев А. Современные принципы автоматизации энергоучета в энергосистемах// Новости электротехники. Информационно- справочное издание. 2002. № 6, 2003. № 1, 2003. № 2.
21. Ануфриев В., Балашов О. Электросчетчики в России. История, современность и национальные особенности// Энергослужба предприятия. 2003. № 2.
22. Тубинис В. В. АСКУЭ бытовых потребителей. Преимущества PLC-технологии связи// Новости электротехники. Информационно-справочное издание. 2005. № 2.
23. Балашов О. В., Быценко С. Г. Автоматизированная система контроля и учета бытового энергопотребления на базе комплекса технических средств «ЭМОС-МЗЭП»// Энергосбережение. 1999. № 2.
24. Седов А. В., Надтока И.И. Системы контроля, распознавания и прогнозирования электропотребления: модели, методы, алгоритмы и средства. /Ростов-на-Дону: Изд-во Рост, ун-та, 2002. 320 с.

25. Лазаренко Д. Г., Захаров А. М., Финаев В. И. Использование сети Интернет при комплексной автоматизации энергоучета// Известия ТРТУ. Тематический выпуск «Актуальные проблемы производства и потребления электроэнергии». Таганрог: Изд-во ТРТУ. 2004. № 7.
26. Сапронов А. А., Тынянский В. Г. Особенности использования автоматизированных систем контроля и учета энергопотребления// Современные энергетические системы и комплексы и управление ими: Материалы III Междунар. Науч.-прак. Конф. Новочеркасск, 30 мая-10 июня 2003 г.: В 3 ч. / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т (НПИ). Новочеркасск: ЮРГТУ, 2003. Ч. 1. С. 31 -40.
27. Белявский В. В. Построение систем АСКУЭ-быт на базе электронных многотарифных счетчиков электроэнергии «Энергия-9» с использованием функции предоплаты посредством пластиковых карт / В. В. Белявский // Электронный журнал «ЭСКО» энергосервисной компании «Экологические системы». 2004. № 12.
28. Оперативное управление распределительными электрическими сетями. В. 2011. [Электронный ресурс]. М., 2015. URL: <http://emp.vogu35.ru/>. (Дата обращения 30.04.2018г.).
29. Комплексная автоматизация энергоучета. [Электронный ресурс]. С., 2002. URL: <https://www.cta.ru/>. (Дата обращения 14.04.2017г.)
30. Singh, D. An Approach for Measurement of Non-Technical losses of 11KV feeder and its Minimization [electronic source: <https://doaj.org/article/7a2e15b618f741098d146ad4451e5675>] // International Journal of Engineering Research and Applications. 2015. 5(6). PP.34-42
31. Кужеков С. Л., Сапронов А. А., Тынянский В. Г. Снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1 кВ// Кибернетика электрических систем: Материалы XXV сессии семинара «Электроснабжение промышленных предприятий». Новочеркасск: Ред. журн. «Изв. вузов. Электромеханика». 2004. С. 81.

32. Об организации работ по сокращению потерь электроэнергии в электрических сетях [Электронный ресурс] : Приказ РАО «ЕЭС России» от 01.06.2005 № 338. Режим доступа: <http://rykovodstvo.ru/remont/32590/index.html?page=40>, свободный. (Дата обращения: 30.12.2017 г.).
33. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ : учеб.-произв. изд. В 6 т. Т. 4-6. М. : Папирус Про, 2005.
34. Вахнина В.В., Степкина Ю. В., Самолина О. В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб.-метод. пособие. Тольятти : ТГУ, 2012. 31 с.
35. Вахнина В.В., Черненко А.Н., Самолина О.В. Требования к выпускной квалификационной работе магистров: учеб.-метод. пособие. Тольятти : ТГУ, 2018. 31 с.
36. Deshmuk N.B. An extended dual input dual output three level Z source inverter with improved switch loss reduction technique [electronic source: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2314717216300502>]// Journal of Electrical Systems and Information Technology. 2016. PP.398-410.
37. Rajaram R. Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with Distributed Generation (DG) [electronic source: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484715000165>]// Energy Reports. 2015. PP116-122.
38. Все об энергетике, электротехнике и электронике: [Электронный ресурс] С., 2018. URL: <http://pue8.ru/>. (Дата обращения 01.03.2018г.).
39. Измерение.RU: [Электронный ресурс] С., 2018. URL: <https://www.izmerenie.ru/ru/>. (Дата обращения 06.02.2018г.).
40. Plangklang B. A verification analysis of power quality and energy yield of a large-scale PV rooftop [electronic source: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484715300020>]//Energy Reports. 2016. PP1-7.

41. ГНД 34.09.104-2003. Приказ Министерства топлива и энергетики Украины. Методика составления структуры баланса электроэнергии в электрических сетях 0,38-150 кВ, анализа его составляющих и нормирование технологических затрат электроэнергии.
42. Постановление Национальной комиссии регуляции электроэнергетики Украины от 4 мая 2006 года № 562 «Методика определения объема и стоимости электрической энергии, не учтенной в результате нарушения потребителями правил пользования электрической энергией».
43. КАБІНЕТ МІШТРІВ УКРАЇНИ. Постанова, Правила в!д 26.07.1999 № 1357. Правила пользования электрической энергией.
44. Шабад М.А. Стратегия автоматизации распределительных сетей в России и США и ее экономические обоснования [Текст]// Энергетик. 2002. №3. С. 23 - 24.
45. Бердин А.С., Комлев Ю.М., Паздерин А.В., Воротницкий В.Э. К вопросу об ответственности за сверхнормативные потери электроэнергии [Текст]// Доклады четвертого научно-технического семинара «Нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях».М.: Диалогэлектро, 2006. С. 5-8.
46. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2005. 512 с.
47. РАП-Стандарт: [Электронный ресурс] С., 2016. URL: <http://rap-standart.ru/>.