

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Автоматизация учета электроэнергии в зоне деятельности РЭС г. Нягань АО
«ЮТЭК-Кода»

Студент

Н.А. Брылёва

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

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

Тольятти 2021

Аннотация

Тема выпускной квалификационной работы – «Автоматизация учета электроэнергии в зоне деятельности РЭС г. Нягань АО «ЮТЭК-Кода».

В рамках работы рассмотрены общие вопросы автоматизации технического и коммерческого учета в зоне деятельности РЭС г. Нягань, выявлены особенности и проблемы внедрения системы АСКУЭ «Матрица» на территории нашего города.

Совершенствование методов сбора данных о потреблении электроэнергии и автоматизация ее учета, от этапа производства до потребления энергопринимающими устройствами, является обязательным условием эффективного функционирования энергосистемы, поэтому выбранная мной тема является очень актуальной.

Работа состоит из 5-ти разделов, использовано 4 приложения, 23 рисунка, 4 таблицы.

В ходе работы освещены не только преимущества использования системы АСКУЭ «Матрица», но также рассказано о проблемах и недостатках данной системы, выявленных в результате многолетнего ее внедрения и использования.

Содержание

Введение	4
1 Система электроснабжения города. Общая характеристика деятельности РЭС г. Нягань АО «ЮТЭК-Кода»	8
2 Характеристика и структура потерь электроэнергии в электрических сетях города. Особенности расчета фактических потерь в зоне деятельности РЭС г. Нягань	14
3 Автоматизация учета электроэнергии в зоне деятельности РЭС г. Нягань	21
3.1 Организация технического учета	26
3.2 Организация коммерческого учета	30
4 Роль автоматизации учета электрической энергии в сокращении потерь за период с 2020 по 2021 гг. в зоне деятельности РЭС г. Нягань	35
5 Единый протокол СПОДЭС, проблемы и особенности его внедрения на территории города Нягани	41
Заключение	44
Список используемых источников	46
Приложение А Общая карта схема г. Нягани	49
Приложение Б План нормативных потерь на 2021 г.	50
Приложение В Баланс электрической энергии в сети АО «ЮТЭК-Региональные сети»	52
Приложение Г Отчет о покупке электроэнергии	54

Введение

Невозможно переоценить роль энергетики во всех сферах жизнедеятельности и в развитии современного общества. Открытие электрического тока позволило и позволяет реализовывать людям колоссальное число изобретений и замыслов практически во всех направлениях науки и техники.

В связи с этим не теряют, а только наращивают свою актуальность вопросы стабильного и качественного электроснабжения. В настоящее время проблемы надежной работы электротехнического оборудования являются важными и актуальными, особенно в районах Крайнего Севера. В суровом северном климате, при больших расстояниях между городами и селами бесперебойная работа энергосистемы жизненно необходима.

Ключевыми понятиями для энергетической отрасли являются такие понятия, как «система» или «сеть».

Энергетическая система (энергосистема) – это совокупность электростанций, линий электропередачи, подстанций и тепловых сетей, связанных в одно целое общностью режима и непрерывностью процесса производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

Почему же развитие энергетики – это в первую очередь развитие энергетической системы?

Для того чтобы ответить на этот вопрос, необходимо рассмотреть специфику электроэнергии, как товара.

Первая особенность – это то, что производство, доставка и потребление электроэнергии происходят одновременно и ее практически невозможно накапливать.

Вторая особенность – электроэнергия является стандартизированным продуктом, поставляемым множеством производителей в общие электрические сети и мгновенно потребляемым множеством потребителей. В связи с этим, невозможно определить, кто произвел электроэнергию,

потребляемую тем или иным потребителем, можно только осуществлять мониторинг объемов поставки в общую сеть от каждого производителя и объемы потребления из нее.

Третья особенность – электроэнергия, является товаром первой необходимости, только в редких случаях имеющим заменители. Поэтому потребители очень чувствительны к перерывам в электроснабжении, а энергосистема должна быть стабильной и надёжной.

На любом другом рынке кратковременный дисбаланс между производством и потреблением товара не приводит к потере устойчивости рынка, дисбаланс в энергетике не только нежелателен, но и зачастую опасен.

Объединение всех электростанций в систему позволяет обеспечить быструю, маневренную взаимопомощь между станциями при изменении нагрузки системы, а также при аварийных повреждениях её элементов.

Для того чтобы обеспечивалась слаженная работа всех участков и управление энергетической системой необходимо внедрение автоматизированных систем управления, что является в настоящее время одной из приоритетных государственных программ (рисунок 1).

ПУНКТОМ 11 УКАЗА ПРЕЗИДЕНТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОТ 07.05.2018 № 204 ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ОБОЗНАЧЕНА В КАЧЕСТВЕ ОДНОГО ИЗ ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ

Минэнерго России разработан ведомственный проект «Цифровая энергетика»



Рисунок 1 - Ведомственный проект «Цифровая энергетика»

«В целях цифровой трансформации отраслей ТЭК, создания условий для внедрения в них цифровых технологий и платформенных решений, с учетом приоритетов, обозначенных Президентом Российской Федерации, и положений утвержденной в 2017 году национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации» Минэнерго России при активном участии компаний ТЭК сформирован ведомственный проект «Цифровая энергетика».

Проект направлен на преобразование энергетической инфраструктуры Российской Федерации посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений для повышения ее эффективности и безопасности.

В рамках реализации проекта планируется систематизировать уже полученный опыт внедрения цифровых решений, совместно с компаниями ТЭК и экспертным сообществом сформировать целевое видение цифровизации, а также базовые требования и критерии к внедряемым решениям, что позволит состыковать их в доверенной цифровой среде.

Ключевым мероприятием проекта является общее для всех отраслей ТЭК направление по созданию условий для разработки и развития цифровых сервисов и решений. В его рамках предполагается выстроить систему управления, координации и мониторинга цифровой трансформации ТЭК России, а также создать условия для разработки и развития цифровых сервисов и решений в единой информационной среде, и, прежде всего, обеспечения цифровизации государственного управления и контрольно-надзорной деятельности в отраслях ТЭК. Это позволит сделать взаимодействие государства, компаний ТЭК и потребителей максимально удобным и защищенным» [4].

Как уже упоминалось ранее, для энергетической системы очень важен баланс между производством и реализацией энергии. Основой любого баланса является учет. Чем качественнее собрана информация для составления балансов разных участков электрической сети, тем более точно можно говорить не только о потерях, но и о работе электросетевого оборудования, что вносит свой вклад в надежность и бесперебойность электроснабжения в

целом. В связи с этим вопросы автоматизации учета электроэнергии являются очень актуальными. Более того, в период пандемии новой коронавирусной инфекции внедрение автоматизированных систем управления во всех сферах экономики является жизненно необходимым.

И так, основной целью данной работы является рассмотрение особенностей, проблем, результатов и перспектив автоматизации учета электрической энергии в зоне деятельности РЭС г. Нягань АО «ЮТЭК-Кода» с момента создания предприятия.

Для достижения поставленной цели, в ходе работы решаются следующие задачи: рассматривается система электроснабжения города, а также деятельность РЭС г. Нягань АО «ЮТЭК-Кода»; освещаются особенности расчета фактических потерь; анализируются проблемы и результаты автоматизации учета электроэнергии в зоне деятельности РЭС г. Нягань.

1 Система электроснабжения города. Общая характеристика деятельности РЭС г. Нягань АО «ЮТЭК-Кода»

«Город Нягань находится севернее 62-й широты – менее чем в 500 километрах от полярного круга. Среднегодовая температура воздуха здесь – 3 градуса ниже нуля. Зимой столбик термометра опускается ниже минус 40, а разница между зимней и летней температурами – 80 градусов, как на Марсе. Продолжительность светового дня в этих краях в декабре составляет чуть более 5 часов. За все время пути из города Ханты-Мансийска до Нягани не встречается ни один населенный пункт. В таких суровых условиях надежное электроснабжение – необходимое условие жизни региона.

Основные потребители энергии – нефтяники. Но еще больше в электричестве нуждаются больницы, школы и другие инфраструктурные объекты» [10].

Поступление электроэнергии в сети города осуществляется от энергосистемы публичного акционерного общества (далее ПАО) «Россети».

«ПАО «Россети» - оператор электрических сетей в России – одна из крупнейших электросетевых компаний в мире, владеющая и управляющая своими дочерними и зависимыми обществами – Межрегиональными распределительными сетевыми компаниями (МРСК), Федеральной сетевой компанией (ФСК ЕЭС), научно-исследовательскими, проектными и конструкторскими институтами, строительными организациями.

Контролирующим акционером является государство в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом РФ, владеющее 88,04 % долей в уставном капитале.

Компания управляет 2,40 миллионами километров линий электропередачи, 528 000 подстанциями трансформаторной мощностью более 809 000 МВА» [16].

Опорными центрами питания в нашем городе являются подстанции (далее ПС): ПС 220/110/10 кВ «Вадмтор», ПС110/35/6 кВ «Заречная»,

ПС 110/10/10 кВ «Чульчам», ПС 110/35/10 кВ «Кварц», ПС 110/10/10 кВ «Чара» [27].

На балансе ПАО «Россети» находятся подстанции: «Вадмтор», «Заречная», «Чульчам», «Кварц». На балансе АО «ЮРЭСК» находится ПС «Чара».

Основным опорным центром питания является ПС 220/110/10 кВ «Вадмтор», получающая питание по двум линиям электропередач 220 кВ от Няганской ГРЭС (рисунок 2).

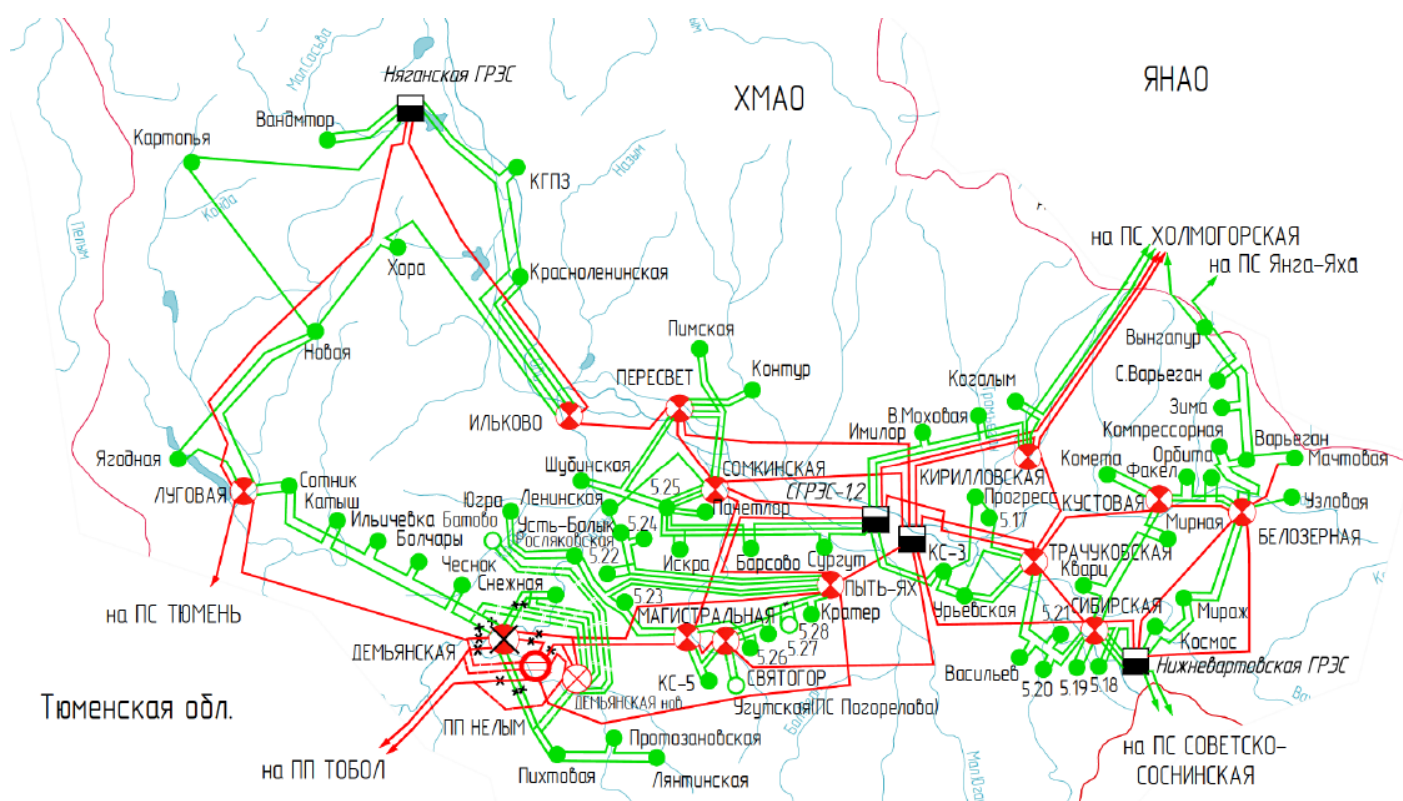


Рисунок 2 – Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше электросистемы ХМАО-ЮГРЫ на 2020-2026 гг.

«До запуска Няганской ГРЭС на востоке Ханты-Мансийского автономного округа – Югры не было крупных электростанций и энергию, необходимую для жизни региона, приходилось брать с Сургутских ГРЭС, находящихся на расстоянии 400 километров.

Няганская ГРЭС компании «Фортум» – крупнейшая в России тепловая электростанция, построенная с нуля в северных широтах, и одна из самых

современных в стране. Она включает в себя три парогазовых энергоблока суммарной мощностью 1302 МВт и способна обеспечить электроэнергией половину Ханты-Мансийского автономного округа. На станции внедрены наиболее передовые технологии в тепловой генерации, позволяющие ей достичь одних из самых высоких показателей эффективности среди российских электростанций аналогичного класса. Новейшая станция – это ключ к дальнейшему успешному освоению Западной Сибири и Северного Урала, богатого огромными запасами минерального сырья» [10].

Гарантирующим поставщиком электрической энергии потребителям (сбытовая организация) является АО «Газпром энергосбыт Тюмень». Компания является субъектом оптового рынка, гарантирующим поставщиком электрической энергии в области и имеет лицензию на осуществление деятельности по продаже электроэнергии.

Всего в электрических сетях города Нягани находится в эксплуатации 423 трансформаторных подстанций (далее ТП), из них 412 работают на напряжении 10 кВ и 11 на напряжении 6 кВ и 21 распределительный пункт (далее РП) (Приложение А).

Суммарная установленная мощность трансформаторов в ТП 6-10/0,4 кВ составляет 259,8 МВА, а суммарная максимальная нагрузка – 75,5. Средняя загрузка трансформаторов (в часы их собственных максимумов нагрузок) ТП составляет 29 %, из них 6 кВ – 30%, 10 кВ – 29%, что обеспечивает возможность подключения дополнительных мощностей в сложившейся и реконструируемой застройке.

Суммарная протяжённость распределительных линий (по трассе) составляет 547,78 км, в том числе 6 кВ - 6,6 км, 10 кВ – 326,77 км.

Схема построения распределительных сетей 6-10 кВ города в основном радиальная с элементами петлевой и двухлучевой.

Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ в большинстве случаев комплектные, в основном, тупиковые, в ряде случаев проходных типов.

Деятельность по электроснабжению города Нягань осуществляют две

сетевые компании: акционерное общество (далее АО) «ЮТЭК- Региональные Сети» и АО «ЮРЭСК». Деление территории г. Нягань на эксплуатационные зоны электроснабжения происходит по границам балансовой принадлежности электрических сетей.

Оперативно-диспетчерское управление электрических сетей города осуществляют диспетчерские службы Няганьского филиала АО «ЮРЭСК» и РЭС г. Нягань АО «ЮТЭК-Кода» на основании подписанной сторонами инструкции по взаимоотношениям оперативного персонала.

Организационную структуру системы электроснабжения нашего города схематично можно представить в виде рисунка 3.

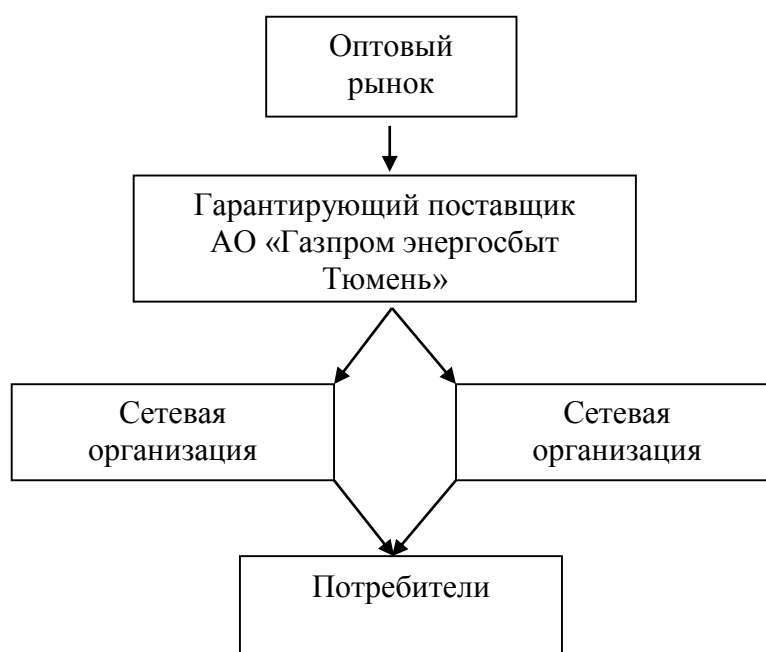


Рисунок 3 – Схема организационной структуры системы электроснабжения г. Нягани

«АО «Югорская региональная электросетевая компания» работает в энергетическом секторе региона с 18 октября 2011 года и создана с целью консолидации электросетевых активов Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, оказания услуг по передаче электрической энергии по сетям, принадлежащим Правительству Югры и муниципальным образованиям автономного округа.

Задачей АО «ЮРЭСК» является обеспечение централизованного управления электросетевым комплексом, принадлежащим муниципальным образованиям автономного округа и Правительству Югры, проведение единой технической политики в части электросетевого строительства на территории округа. Для этого компания разрабатывает и реализует перспективные программы расширения электрических сетей во взаимосвязи с утвержденными планами развития региона» [15].

«АО «ЮТЭК – Региональные сети» было создано 10 октября 2007 года в рамках проводимой в России реформы электроэнергетики. Учредителями Общества стали ОАО «Югорская территориальная энергетическая компания», и ОАО «Югорская генерирующая компания».

Основной целью создания Общества явилось формирование единого сетевого оператора на территории Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, которое должно было обеспечить привлечение инвестиционных средств в развитие электросетевого комплекса автономного округа за счет утверждения единого тарифа на передачу электрической энергии.

Пятнадцать территорий, на которых компания ведет свою операционную деятельность по обслуживанию сетей и транспортировке электроэнергии до потребителя, строит и реконструирует электросетевые объекты в рамках Инвестиционной программы АО «ЮТЭК-РС» 2018-2022 гг. Среди них: Нижневартовский район (АО «ЮТЭК-Нижневартовский район»), Белоярский, Октябрьский район (АО «ЮТЭК-Кода), Ханты-Мансийский и Сургутский районы (АО «РЭС-Сервис»), Нягань («РЭС-Нягань» подразделение АО «ЮТЭК-Кода»), Пыть-Ях (АО «ЮТЭК Пыть-Ях), Урай и Югорск (АО «ЮТЭК-Энергия»), Покачи и Когалым (АО «ЮТЭК-Покачи»), Ханты-Мансийск (МП «ХМГЭС»))» [12].

РЭС г. Нягань АО «ЮТЭК-Кода» было создано в 2019 году, как структурное подразделения АО «ЮТЭК-Кода» для обеспечения качественного и бесперебойного электроснабжения потребителей, подключенных от электрических сетей АО «ЮТЭК-Региональные сети», а

также, для обеспечения эксплуатации энергетического оборудования, проведения своевременного и качественного ремонта, технического перевооружения, и реконструкции энергетических объектов на территории г. Нягань. Являясь представителем АО «ЮТЭК-Региональные сети» РЭС г. Нягань, АО «ЮТЭК-Кода» выполняет работы в рамках инвестиционных проектов АО «ЮТЭК-Региональные сети» на территории нашего города.

На основании вышесказанного можно сделать следующие выводы. Город Нягань приравнен к районам крайнего Севера, суровые климатические условия повышают требования к надежности его электроснабжения. На территории города осуществляют деятельности две сетевые компании: АО «ЮРЭСК» и АО «ЮТЭК-Региональные сети». В сетевых компаниях организованы оперативно-диспетчерские службы, которые осуществляют деятельность на основании инструкции по взаимоотношениям оперативного персонала РЭС г. Нягань с оперативным персоналом Няганьского филиала АО «ЮРЭСК». Эти факторы повышают требования к автоматизации коммерческого и технического учета электрической энергии на территории г. Нягани.

2 Характеристика и структура потерь электроэнергии в электрических сетях города. Особенности расчета отчетных потерь в зоне деятельности РЭС г. Нягань

В каждом элементе электрической сети при передаче электрической энергии возникают потери, которые являются индикатором эффективности работы сетевой компании.

Процент потерь электроэнергии при ее распределении и передаче, по мнению международных экспертов в сетях разных стран можно считать оптимальным, если он не превышает 4-5 % и 10 % - максимально допустимым с точки зрения обоснованности физических процессов при передаче электрической энергии. В России относительные потери электроэнергии зачастую в 2 и более раз выше уровня потерь в развитых странах

«Фактические (отчетные) потери электроэнергии $\Delta W_{отч}$ определяют как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям» [10]. Определяются отчетные потери на основании баланса электрической энергии по показаниям приборов учета как:

$$\Delta W_{отч} = W_{пс} - W_{ос}, \quad (1)$$

где: $W_{пс}$ - величина электроэнергии, поступившей в сети сетевой компании;

$W_{ос}$ - величина электроэнергии, отпущенной из сети потребителям.

Процент отчетных потерь определяется по формуле:

$$\Delta W_{отч}\% = \frac{\Delta W_{отч} \cdot 100\%}{W_{пс}}. \quad (2)$$

На территории города Нягани величина электроэнергии, поступившей в сети сетевой компании, определяется ежемесячно следующим образом.

В первых числах месяца следующего за отчетным, ПАО «Россети» направляет в адрес сетевых компаний для согласования и подписания акты переданной электрической энергии и мощности. Сетевые компании на основании полученных актов составляют отчет о покупке электроэнергии, в котором отражается общий объем электрической энергии, поступившей в сеть сетевой компании (Приложение Г).

«Объем энергии (мощности), отпущенной из сети потребителям на розничных рынках, определяется на основании данных, полученных с использованием приборов учета электрической энергии, в том числе включенных в состав измерительных комплексов, систем учета. При отсутствии приборов учета и в определенных случаях - путем применения расчетных способов, предусмотренных Постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» [7].

Для согласования с гарантирующим поставщиком объемов реализации электрической энергии потребителям, сетевой организацией составляется ведомость расхода электрической энергии (мощности) по уровням напряжения, а также универсальный отчет в разрезе тарифов.

Рассмотрим расчет величины отчетных потерь на основании баланса электрической энергии в сети АО "ЮТЭК-Региональные сети" в зоне деятельности РЭС г. Нягань за август 2021 года (Приложение В).

$$\begin{aligned}\Delta W_{\text{отч}} &= W_{\text{пс}} - W_{\text{ос}} = 3\,910,532 \text{ тыс. кВт.ч.} - 3\,521,201 \text{ тыс. кВт.ч.} = \\ &= 389,331 \text{ тыс. кВт.ч.},\end{aligned}$$

$$\Delta W_{\text{отч}}\% = \frac{\Delta W_{\text{отч}} \cdot 100\%}{W_{\text{пс}}} = \frac{389,331 \text{ тыс. кВт.ч.} \cdot 100\%}{3\,910,532 \text{ тыс. кВт.ч.}} = 9,96\%.$$

Структуру фактических потерь в электрических сетях можно представить в виде рисунка 4.

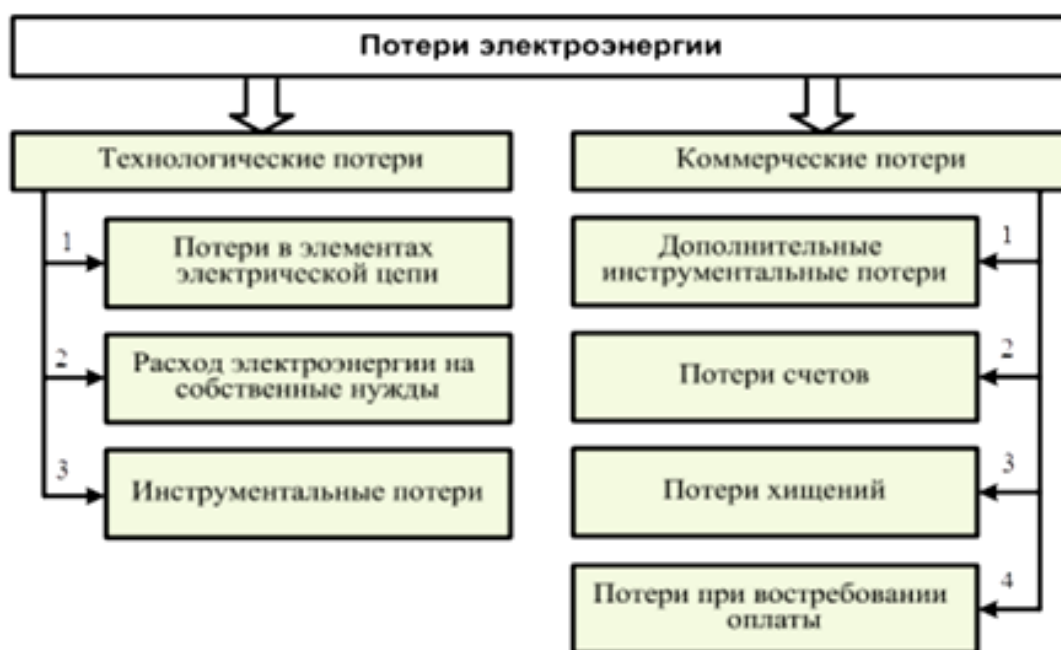


Рисунок 4 - Структура потерь в электрических сетях

В независимости от прогресса технического состояния систем учета электроэнергии, в настоящее время практически на всех территориях отмечается рост отчетных (фактических) потерь электроэнергии. При этом наблюдается тенденция увеличения и технической, и коммерческой составляющих отчетных потерь.

«Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям ТСО включают в себя технические потери $\Delta W_{\text{тв}}$ в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций $\Delta W_{\text{сни}}$ потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии $\Delta W_{\text{изм}}$ » [28].

«Нормативы технологических потерь устанавливаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2004 года №

861» [19]. Расчет и обоснование нормативов технологических потерь электроэнергии осуществляются в соответствии с инструкцией утвержденной приказом Минэнерго России от 23.07.2012г. №340, в которую включена методика расчета технологических потерь. Ежегодно каждой сетевой компанией в соответствии с данной инструкцией составляется расчет нормативов потерь на предстоящий год (Приложение Б).

Нормирование потерь является инструментом стимулирования сетевых организаций к проведению мероприятий по снижению потерь с целью снижения темпов роста тарифов на электрическую энергию.

В соответствии с Приложением Б процент нормативных потерь в августе 2021 г. в зоне деятельности РЭС г. Нягань составил 10,56%. Процент фактических потерь за август месяц в соответствии балансом электрической энергии за август 2021 года - 9,96 %, что свидетельствует об отсутствии сверхнормативных потерь за данный месяц.

Коммерческие потери ΔW_k связаны с воздействием человеческого фактора и включает в себя: хищения электрической энергии потребителями с помощью искажения показаний счетчиков, неоплату или неполную оплату показаний электрических счетчиков. Коммерческие потери определяют, как разницу между фактическими (отчетными) и технологическими потерями:

$$\Delta W_k = \Delta W_{отч} - \Delta W_t - \Delta W_{сн} - \Delta W_{изм}. \quad (3)$$

Детальную структуру коммерческих потерь можно представить в виде рисунка 5.

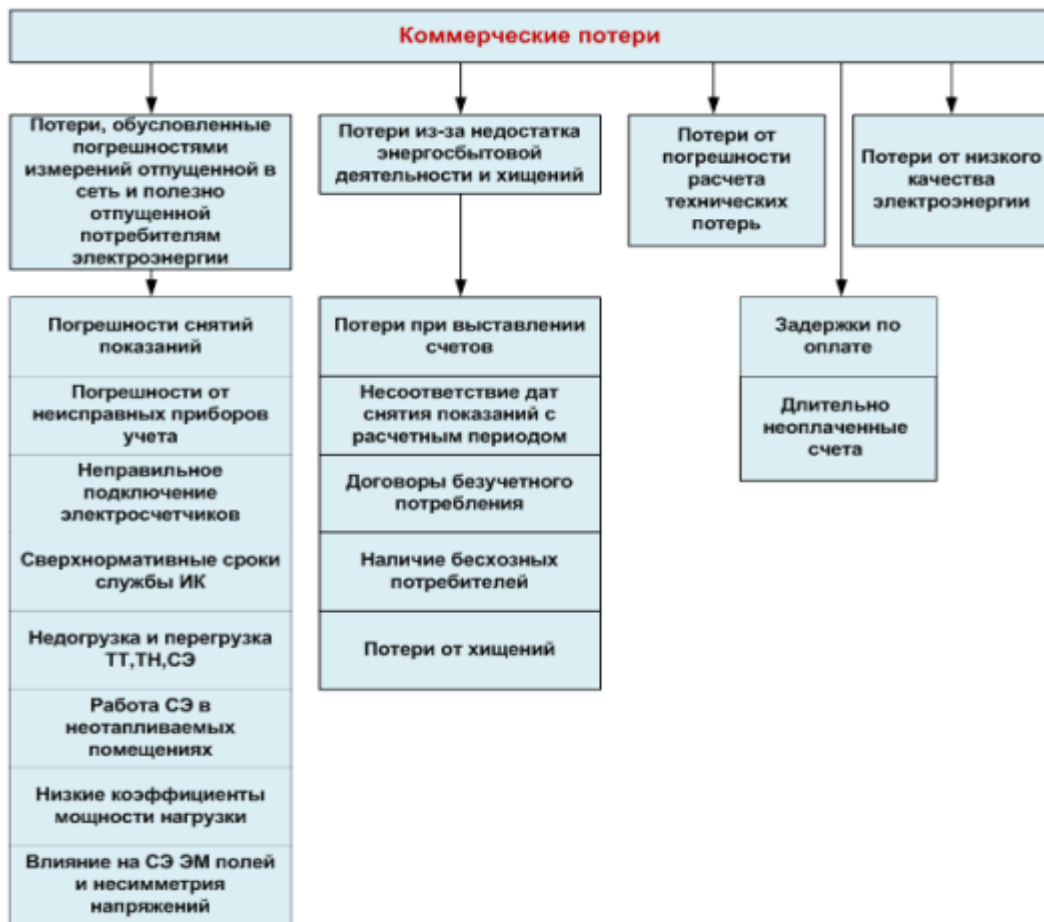


Рисунок 5 – Детальная структура коммерческих потерь

Сверхнормативные потери – это разница между фактическими и нормативными потерями. Возникновение и рост сверхнормативных потерь может свидетельствовать о накопившихся проблемах в работе электросетевого оборудования, о снижении точности учета электрической энергии, а также возникновении хищений со стороны потребителей.

Очагом сверхнормативных потерь – называется участок сети или элемент, в котором выявлен уровень потерь выше нормативного значения.

«Сетевые организации оплачивают стоимость фактических потерь электрической энергии, возникших в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, за вычетом стоимости потерь, учтенных в ценах (тарифах) на электрическую энергию на оптовом рынке.

Потребители услуг, за исключением производителей электрической энергии, оплачивают в составе тарифа за услуги по передаче электрической энергии нормативные потери, возникающие при передаче электрической

энергии по сети сетевой организации, с которой соответствующими лицами заключен договор, за исключением потерь, включенных в цену (тариф) электрической энергии, в целях избежания их двойного учета» [17].

В связи с непростой схемой разделения сетей электроснабжения между сетевыми компаниями АО «ЮТЭК - Региональные сети» и АО «ЮРЭСК» до июля 2020 года величина потерь определялась между ними на основании соглашения № 5858–пр/15 о формировании фактических балансов электроэнергии на территории города Нягани. В соответствии с этим соглашением величина фактических потерь за отчетный период корректировалась (увеличивалась, либо уменьшалась) до равенства относительных величин потерь электроэнергии по сетям каждой из сторон. Для согласования и подтверждения величин потерь каждый месяц между сетевыми компаниями составлялся трехсторонний баланс. Только после уравнивания и согласования потерь между сетевыми компаниями, а также подписания трехстороннего баланса, подписывался баланс с гарантирующим поставщиком.

В целях отмены соглашения № 5858–пр/15 и ухода от уравнивания относительных величин потерь, 03 февраля 2020 года между сетевыми компаниями был подписан план мероприятий по организации формирования перетоков электрической энергии (мощности) на основании показаний приборов учета по сечению АО "ЮРЭСК" и АО "ЮТЭК-Региональные сети на территории г. Нягань.

В результате проделанной работы в соответствии указанным планом мероприятий, с июля 2020 года соглашение № 5858–пр/15 было отменено. Расчет перетока электрической энергии (мощности) по сечению АО "ЮРЭСК" и АО "ЮТЭК-Региональные сети" с июля 2020 года и по настоящий момент осуществляется на основании показаний приборов учета, утвержденных приложениями к плану мероприятий по организации формирования перетоков электрической энергии (мощности) по сечению АО "ЮРЭСК" - АО "ЮТЭК-Региональные сети на территории муниципального образования г. Нягань. В

связи с тем, что переток между сетевыми компаниями считается по показаниям приборов учета технического учета, требования к данным приборам учета возросли, появился риск возникновения дополнительных коммерческих и как следствие этого сверхнормативных потерь электрической энергии в связи с некорректным расчетом перетока.

Более 80 % коммерческих потерь в зоне деятельности РЭС г. Нягани приходится на частный сектор. Снижение потерь на данном участке требует наряду с визуальным контролем посредством осуществления проверки наличия пломб и правильности схем подключения приборов учета, внедрения дополнительных мероприятий, позволяющих быстро выявлять места несанкционированных подключений потребителей к линиям электроснабжения, что невозможно без совершенствования систем автоматизации учета электроэнергии.

На основании вышесказанного можно сделать вывод, что сверхнормативные потери – это прямые убытки сетевой компании. Более 80 % коммерческих потерь в зоне деятельности РЭС г. Нягани приходится на частный сектор, основная доля которого – это дачные участки. Некорректный расчет перетока между сетевыми компаниями города также является источником возникновения сверхнормативных потерь. После определения очагов сверхнормативных потерь сетевой компанией на основании данных учета электрической энергии разрабатываются мероприятия по сокращению потерь, неточности учета могут привести к сокращению эффективности разрабатываемых и внедряемых мероприятий.

3 Автоматизация учета электроэнергии в зоне деятельности РЭС г. Нягань

«Главной целью учета электроэнергии является получение достоверной информации о количестве отпущенной и потребленной электроэнергии (значении мощности) для денежных расчетов за электроэнергию и мощность, прогнозирования электропотребления на перспективу, а также для обеспечения энергосбережения и дальнейшей организации электропотребления.

К средствам учета электроэнергии относятся активные и реактивные счетчики, измерительные трансформаторы тока и напряжения, телеметрические датчики, информационно-измерительные системы и их линии связи» [25].

«Система учета электроэнергии – совокупность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска электроэнергии из сети и включающих в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), электрические счетчики, соединительные провода и кабели. Измерительные комплексы могут быть объединены в автоматизированную систему учета электроэнергии» [22].

В настоящее время во всем мире наблюдаются тенденции к переходу на системы интеллектуального учета электроэнергии «Системы автоматического учета позволяют избавиться от ручного труда, ошибок человеческого фактора из-за неверного сбора данных, и самое главное - обеспечивается точный, более частый и одномоментный сбор данных по всем электросчетчикам в сети. Это позволяет поставщикам электроэнергии получать оперативные данные по потреблению, формировать точные балансы и эффективно снижать свои потери» [11].

На территории нашего города с 2011 года внедряется система АСКУЭ Smart Integrated Metering System (Smart IMS), разработанная международным холдингом ADD GRUP и имеющая внедрения по всему миру.

В России холдинг представлен обществом с ограниченной ответственностью «Матрица», компанией, осуществляющей поставку компонентов системы и программное обеспечение. Система Smart IMS в России насчитывает больше 1 200 000 точек учета.

Попытки создания АСКУЭ (автоматизированной системы контроля и учёта электроэнергии) связаны с появлением доступных микропроцессорных устройств, ранее их дороговизна делала системы учета доступными только крупным промышленным предприятиям. Создание АСКУЭ вели целые НИИ.

Первые системы учёта были очень дорогими, ненадежными и малоинформативными, но они позволили создать основу для разработки АСКУЭ следующих поколений.

Важным этапом в развитии АСКУЭ стало появление персональных компьютеров и электронных электросчётчиков. Ещё больший толчок развитию систем автоматизированного учёта придало внедрение сотовой связи, что позволило создать беспроводные системы, так как задача организации каналов связи явилась одной из основных в данном направлении.

Система АСКУЭ «Матрица» имеет 3-х уровневую структуру (рисунок 6).

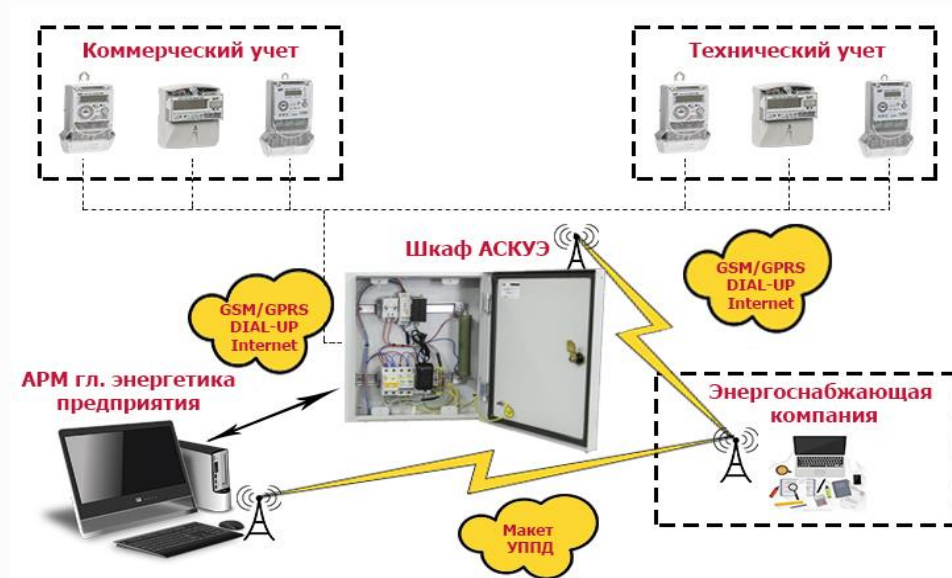


Рисунок 6 - Структура системы АСКУЭ «Матрица»

Нижний уровень составляют приборы учета электроэнергии и другие абонентские устройства (рисунок 7).



Рисунок 7 - Приборы учета системы АСКУЭ «Матрица»

Система должна фиксировать нагрузку за определенный промежуток времени и максимальную нагрузку, информация хранится в памяти АСКУЭ. Некоторые устройства способны измерять качественные параметры электроэнергии: провалы напряжения, частоту.

Передача всех собранных данных может осуществляться только в том случае, если установлена связь. В противном случае данные будут заархивированы. Ещё некоторое время информация может храниться в памяти прибора учёта.

Средний уровень состоит из маршрутизатора (УСПД) и распределенной сети передачи данных (рисунок 8).



Рисунок 8 – Маршрутизатор (УСПД)

УСПД отвечает за сбор и передачу данных. Использование УСПД в системе АСКУЭ увеличивают надежность работы, а также передачу данных точных значений, быстро получать их и передавать, такие характеристики дают возможность снизить затраты на обслуживание сетей.

Верхний уровень представляет собой центр, осуществляющий сбор, хранение и обработку данных. Данный элемент представляет собой административный компьютер, в который поступают и обрабатываются информационные сигналы. Его характеристики напрямую зависят от объема поступающих данных и наличия дополнительных функций системы.

В системе поддерживается двусторонний обмен данными между счетчиками и центральным компьютером. УСПД обменивается данными с верхним уровнем с использованием одного из каналов связи: GSM, GPRS, Ethernet.

Основным каналом связи для обмена данными между УСПД и нижним уровнем, является канал PLC - силовая линия 0,4 кВ (рисунок 9).

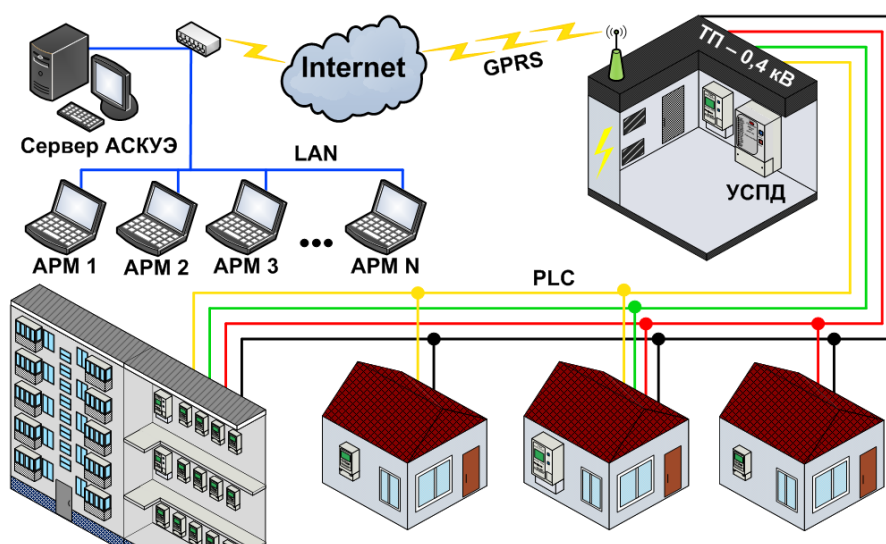


Рисунок 9 – Схема передачи данных в АСКУЭ с применением технологии PLC

Передача информации по силовой сети (линии низкого напряжения) осуществляется с использованием одной из модуляций: FSK или S-FSK.

«FSK/S-FSK — это несущая частота для дистанционного обмена данными между оборудованием Матрица по силовой сети 220/380В. FSK и S-FSK взаимоисключающие модуляции.

Хотя устройства различными модуляциями могут работать в одной сети и одновременно, для этого потребуется установка дополнительного маршрутизатора» [28].

Каждый пользователь АСКУЭ «Матрица» работает в программном комплексе, который имеет большой функционал и достаточно удобный интерфейс (рисунок 10).

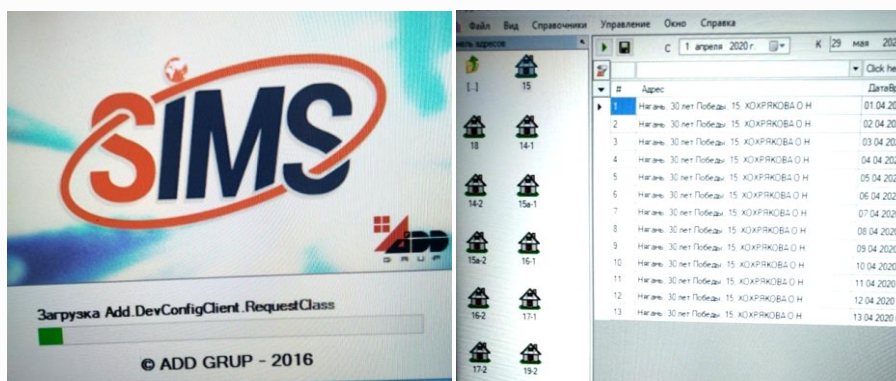


Рисунок 10 – Программный комплекс АСКУЭ «Матрица»

С помощью программного обеспечения системы АСКУЭ «Матрица» осуществляется не только съём показаний приборов учета потребителей физических и юридических лиц, но и производится дистанционно отключение подключение потребителей по заявкам ГЭТ в связи с возникновением и погашением задолженности за потребленную электрическую энергию, расторжением договора энергоснабжения и так далее (рисунок 11).

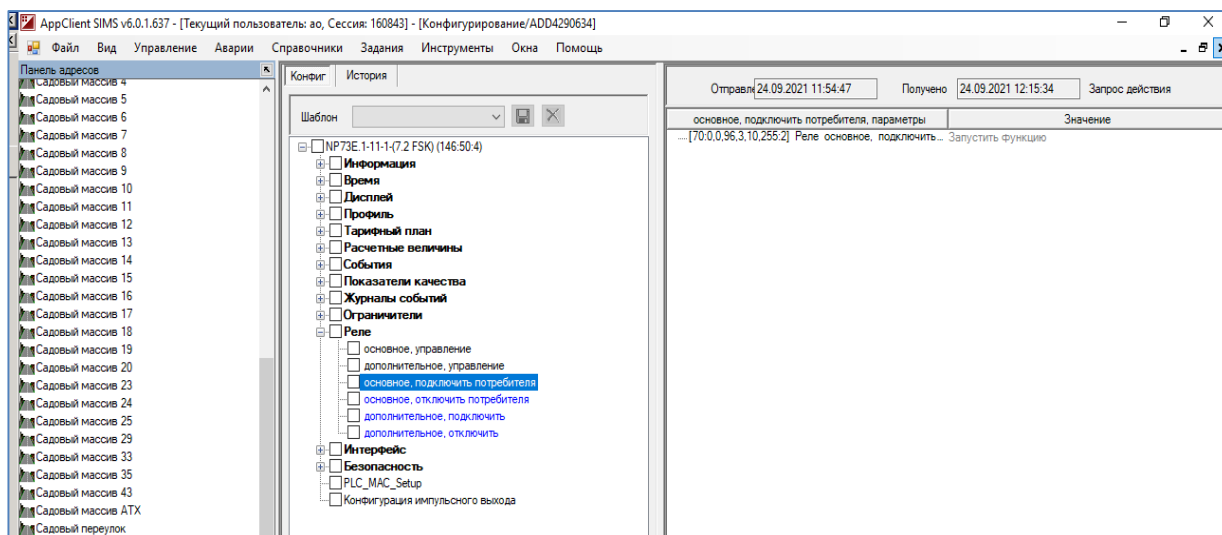


Рисунок 11 – Подключение потребителя через программный комплекс АСКУЭ Матрица

При технологическом присоединении, а также при изменении установленной мощности с помощью программного обеспечения системы АСКУЭ «Матрица» потребителям устанавливается ограничение установленной мощности в соответствии с техническими документами по технологическому присоединению.

Коммуникации системы АСКУЭ Матрица представлены специализированными телефонными каналами, а также телекоммуникационной аппаратурой (мультиплексорами, модемами, радиомодемами). Финальные работы всегда зависят от компьютеров.

3.1 Организация технического учета

«Технический (контрольный) учет электроэнергии - учет для контроля расхода электроэнергии внутри электростанций, подстанций, предприятий, для расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях, а также для учета расхода электроэнергии на производственные нужды.

Счетчики, устанавливаемые для технического учета, называются счетчиками технического учета» [20].

Система электроснабжения города Нягани представлена совокупностью распределительных пунктов (РП), трансформаторных подстанций (ТП) и электрических сетей различного напряжения (Приложение А).

«Воздушные и кабельные электрические линии напряжением 6 - 10 кВ и 0,4 кВ, находящиеся между сборными шинами 6 - 10 кВ городских подстанций и вводами напряжением 0,4 кВ в жилые дома и предприятия, образуют городскую распределительную сеть, которая предназначена для распределения электроэнергии между потребителями» [24]. С помощью высокочастотных сигналов по линиям электропередач передается информация для диспетчерского управления, релейной защиты и автоматики.

«Распределительное устройство (далее - РУ) 6 - 10 кВ понижающих подстанций называется центром питания. В состав питающей сети 6 - 10 кВ включаются питающие сети, распределительные пункты (РП) и прямые связи 6 - 10 кВ между ними.

Питающей линией называется линия 6 - 10 кВ, питающая РП от центра питания и не имеющая распределения энергии по длине.

Распределительным пунктом называется подстанция 6 - 10 кВ городской сети или промышленного предприятия, предназначенная для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без ее преобразования и трансформации» [24].

РЭС г. Нягань обслуживает 10 распределительных пунктов (РП), в которых установлены приборы учета типа СЭТ-4ТМ (рисунок 12).



Рисунок 12 – Прибор учета СЭТ-4ТМ

Работа со счетчиками СЭТ-4ТМ в дистанционном режиме осуществляется с применением программного обеспечения «Конфигуратор СЭТ-4ТМ». Эта программа позволяет производить: считывание параметров и данных, программирование и перепрограммирование параметров, управление счетчиками.

Показания по РП для технического учета снимаются ежемесячно 1-го числа месяца, следующего за расчетным и преобразуются в формат excel (рисунок 13).

ПРОФИЛЬ (Часовой пояс: UTC +3)		Журнал (Часовой пояс: UTC +3)				Счетчик	СЭТ-4ТМ	
Начало	Окончание	A+, кВтч	A-, кВт	R+, квар	R-, квар	Зав.номер	A+, кВтч	A-, кВтч
1 июн 2021 11:00	1 июн 2021 12:00	0,0422	0	0,0073	0	2 ноя 2020 16:17:48	коррекция времени/перед	
1 июн 2021 10:00	1 июн 2021 11:00	0,0444	0	0,0078	0	2 ноя 2020 16:17:48	изменение конфигурации	
1 июн 2021 09:00	1 июн 2021 10:00	0,0449	0	0,0076	0	2 ноя 2020 14:08:47	коррекция времени/после	
1 июн 2021 08:00	1 июн 2021 09:00	0,0422	0	0,0062	0	10 авг 2020 20:45:26	включение	1 июн 2021 00:00:00
1 июн 2021 07:00	1 июн 2021 08:00	0,0378	0	0,0061	0	10 авг 2020 20:45:23	аварийное выключение	
1 июн 2021 06:00	1 июн 2021 07:00	0,0337	0	0,0054	0	19 июл 2020 08:20:24	возврат в НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 23	R+, кварч
1 июн 2021 05:00	1 июн 2021 06:00	0,0319	0	0,005	0	19 июл 2020 08:20:21	выход за НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 23	586,4817
1 июн 2021 04:00	1 июн 2021 05:00	0,0286	0	0,0049	0	18 июл 2020 19:11:45	возврат в НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 23	R-, кварч
1 июн 2021 03:00	1 июн 2021 04:00	0,0229	0	0,0047	0	18 июл 2020 19:11:45	возврат в НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 12	0,4453
1 июн 2021 02:00	1 июн 2021 03:00	0,0216	0	0,0049	0	18 июл 2020 19:11:42	возврат в НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 31	
1 июн 2021 01:00	1 июн 2021 02:00	0,0223	0	0,0046	0	18 июл 2020 19:11:42	выход за НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 23	
1 июн 2021 00:00	1 июн 2021 01:00	0,0235	0	0,0049	0	18 июл 2020 19:11:42	выход за НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 31	
31 май 2021 23:00	1 июн 2021 00:00	0,0264	0	0,0047	0	18 июл 2020 19:11:42	выход за НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 12	
31 май 2021 22:00	31 май 2021 23:00	0,0332	0	0,0027	0	15 июл 2020 19:59:09	возврат в НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 12	
31 май 2021 21:00	31 май 2021 22:00	0,0353	0	0,0027	0	15 июл 2020 19:59:09	возврат в ПДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 12	
31 май 2021 20:00	31 май 2021 21:00	0,0401	0	0,0037	0	15 июл 2020 19:59:09	возврат в НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 23	
31 май 2021 19:00	31 май 2021 20:00	0,0441	0	0,0039	0	15 июл 2020 19:59:09	возврат в НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 31	
31 май 2021 18:00	31 май 2021 19:00	0,0454	0	0,0051	0	15 июл 2020 19:59:06	возврат в ПДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 31	
31 май 2021 17:00	31 май 2021 18:00	0,0457	0	0,0053	0	15 июл 2020 19:59:06	выход за НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 31	
31 май 2021 16:00	31 май 2021 17:00	0,046	0	0,006	0	15 июл 2020 19:59:06	выход за НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 12	
31 май 2021 15:00	31 май 2021 16:00	0,0416	0	0,0064	0	15 июл 2020 19:59:06	выход за НДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 23	
31 май 2021 14:00	31 май 2021 15:00	0,0386	0	0,0065	0	15 июл 2020 19:59:06	выход за ПДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 12	
31 май 2021 13:00	31 май 2021 14:00	0,0379	0	0,0064	0	15 июл 2020 19:59:06	выход за ПДЗ коэфф. искаж. напряж. межфаз 31	
31 май 2021 12:00	31 май 2021 13:00	0,038	0	0,0063	0	17 июн 2020 13:53:55	включение	
31 май 2021 11:00	31 май 2021 12:00	0,0401	0	0,0067	0	17 июн 2020 13:53:53	аварийное выключение	
						11 июн 2020 22:56:38	включение	

Рисунок 13 – Показания по РП, снятые с помощью конфигуратора СЭТ-4ТМ

«Трансформаторной подстанцией (ТП) называется электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов, распределительных устройств напряжением до и выше 1000 В, устройств управления и вспомогательных сооружений» [24].

РЭС г. Нягань обслуживает 130 трансформаторных подстанций города.

Все категорированные потребители подключаются к двум независимым источникам питания, в качестве которых приняты секционированные сборные шины подстанций. Для электроснабжения потребителей 1 и 2 категорий применяются двухтрансформаторные ТП 6-10/0,4 кВ с секционированными

шинами, или однострансформаторные с резервированием потребителей от ближайшей ТП (от смежной полупетли или другой магистрали). Для ответственных потребителей применяется автоматический ввод резервного источника питания.

Практически во всех ТП на стороне 0,4 кВ установлены приборы учета типа Матрица, которые включены в систему АСТУЭ. Данные о приборах учета, установленных в ТП, отражаются в однолинейных электрических схемах ТП.

Съем показаний по ТП производится ежемесячно 1-го числа месяца, следующего за расчетным с помощью программного обеспечения к оборудованию Матрица, выгрузка данных осуществляется в разных форматах, в том числе и в excel (рисунок 14).

#	Адрес	Дата	Время	Сер-й №	Тип устройства	Активная энергия, импорт	Активная энергия, импорт, тариф1	Активная энергия, импорт, тариф2	Активная энергия, суммарная	Активная энергия L	Активная энергия M	Активная энергия, суммарная, тариф1	Активная энергия, суммарная, тариф2
1	Нягань, Подстанции, 10-02, Ввод №1	01.06.2021	23:00:00	4321930	NP73E.3-14-1-(7.2 FSK)	2 471,24							
2	Нягань, Подстанции, 10-02, Ввод №2	01.06.2021	23:00:00	4322308	NP73E.3-14-1-(7.2 FSK)	829,57							
3	Нягань, Подстанции, 10-02, Фидер 1 (17 дом)	01.06.2021	00:00:00	4322205	NP73E.3-14-1-(7.2 FSK)	3 972,72	3 126,07	846,66					
4	Нягань, Подстанции, 10-02, Фидер 12 (КНС)	01.06.2021	00:00:00	4324559	NP73E.3-14-1-(7.2 FSK)	1,24	1,24	0,00					
5	Нягань, Подстанции, 10-02, Фидер 16 (15 дом)	01.06.2021	00:00:00	4323400	NP73E.3-14-1-(7.2 FSK)	513,48	391,78	121,69					
6	Нягань, Подстанции, 10-02, Фидер 17 (15 дом)	01.06.2021	00:00:00	4324536	NP73E.3-14-1-(7.2 FSK)	759,45	589,10	170,36					
7	Нягань, Подстанции, 10-02, Фидер 2 (17 дом)	01.06.2021	00:00:00	4323398	NP73E.3-14-1-(7.2 FSK)	282,63	223,07	59,55					

Рисунок 14 – Показания по ТП, снятые с помощью программного обеспечения к оборудованию Матрица

Система АСТУЭ Матрица дает возможность составлять балансы не только по ТП, но и в разрезе отходящих фидеров, что при сравнении с данными коммерческого учета дает возможность находить источники коммерческих потерь.

Утверждение 03 февраля 2020 года плана мероприятий по организации формирования перетока электрической энергии (мощности) на основании показаний приборов учета по сечению АО "ЮРЭСК" - АО "ЮТЭК-Региональные сети" на территории муниципального образования г. Нягань повысило требования к функционированию системы АСТУЭ и к качеству

собираемых данных, а так же выявило ряд проблем в техническом учете РЭС г. Нягань, а именно: на 12 трансформаторных подстанциях вводные приборы учета не учитывали собственные нужды подстанций; не все трансформаторные подстанции были оборудованы приборами учета на вводах и отходящих фидерах; были выявлены случаи выхода из строя трансформаторов тока и приборов технического учета, а также неверной схемы их подключения.

На текущий момент данные вопросы решены. Последним из вопросов по техническому учету стала установка приборов учета на отходящие фидера ТП № 17-15 для корректного расчета перетоков между сетевыми компаниями города. От данной трансформаторной подстанции был запитан госпиталь с пациентами больными COVID-19. Только в сентябре текущего года появилась возможность вывести данную ТП в ремонт и произвести установку приборов учета на отходящих фидерах.

На основании технических балансов по ТП и по РП ежемесячно проводится мониторинг работы приборов учета с целью формирования корректных данных по перетоку между сетевыми компаниями города. А также проводятся совместные проверки приборов учета, принятых сетевыми компаниями в качестве расчетных для формирования перетока.

3.2 Организация коммерческого учета

«Расчетный (коммерческий) учет электроэнергии - учет электроэнергии для денежного расчета за нее.

Счетчики, устанавливаемые для расчетного учета, называются расчетными счетчиками» [20].

«Для учета электрической энергии используются приборы учета, типы которых утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии и внесены в государственный реестр средств измерений.

Технические параметры и метрологические характеристики счётчиков электрической энергии должны соответствовать требованиям ГОСТ.

Основным техническим параметром электросчетчика является «класс точности», который указывает на уровень погрешности измерений прибора. Классы точности приборов учета определяются в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями, установленными для классификации средств измерений.

Счетчики для расчета электроснабжающей организации с потребителями электроэнергии рекомендуется устанавливать на границе раздела сети (по балансовой принадлежности) сетевой организации и потребителя» [25].

«В соответствии с Федеральным законом от 27 декабря 2018 г. № 522-ФЗ и постановлением Правительства РФ от 29.06.2020 № 950 ответственность за организацию учёта электроэнергии в жилых помещениях перешла к энергетическим компаниям: в многоквартирных домах – к гарантирующим поставщикам, в отношении индивидуальных жилых домов – к сетевым организациям, которые с 1 июля 2020 года несут ответственность за установку, поверку и замену индивидуальных приборов учёта электроэнергии. Также законодательством предусмотрена установка интеллектуальных приборов учёта, замена на которые будет происходить поэтапно. Новые приборы учёта установят новым потребителям в рамках технологического присоединения, действующее же оборудование будет меняться по мере выхода из строя, поломки или истечения межповерочного интервала. На замену прибора учёта отводится 6 месяцев с момента наступления вышеуказанных обстоятельств, а до 1 января 2022 года допускается установка обычных электросчётчиков. Данные работы для потребителей производятся бесплатно» [6].

В зоне деятельности РЭС г. Нягани на 01.06.2021 года 84% приборов учета коммерческого учета потребителей составляют счетчики, включенные в систему АСКУЭ (рисунки 15, 16, 17).



84 % - приборы учета, включенные в систему АСКУЭ, 16% - точки поставки, подлежащие оснащению АСКУЭ

Рисунок 15 – Приборы коммерческого учета, установленные у потребителей в зоне деятельности РЭС г. Нягань



54 % - приборы учета, включенные в систему АСКУЭ, 46% - точки поставки, подлежащие оснащению АСКУЭ

Рисунок 16 – Приборы учета, установленные у потребителей юридических лиц в зоне деятельности РЭС г. Нягань



87 % - приборы учета, включенные в систему АСКУЭ, 13% - точки поставки, подлежащие оснащению АСКУЭ

Рисунок 17 – Приборы учета, установленные у потребителей физических лиц в зоне деятельности РЭС г. Нягань

Информация о количестве потребителей и приборов коммерческого учета электроэнергии в зоне деятельности РЭС г. Нягань АО «ЮТЭК-Кода» на 01.06.2021 г. представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Количество потребителей, точек поставки и средств учета АО «ЮТЭК-Региональные сети» в зоне деятельности РЭС г. Нягань

Группа потребителей	Количество потребителей	Количество объектов	Количество приборов учёта	Количество приборов учета, включенных в АСКУЭ	Количество точек поставки, подлежащих оснащению АСКУЭ
Юридические лица, всего	150	338	392	213	179
в том числе:					
Бюджетные потребители	21	62	63	30	33
Прочие потребители	114	192	202	103	99
Юридические лица, рассчитывающиеся по тарифу населения (УК, ТСЖ, СНТ, ДНТ, ГСК)	15	84	127	80	47
Физические лица (частный сектор)	3 532	3 532	3 532	3 090	442
ИТОГО	3 682	3 870	3 924	3 303	621
СН1	0	0	0	0	0
СН2	79	119	128	67	61
НН	3 603	3 751	3 796	3 236	560

Как видно из таблицы 1, большая доля потребителей РЭС г. Нягань – это потребители частного сектора. Как и на многих других территориях, в нашем городе этот участок является самым проблемным с точки зрения потерь.

Основная доля новых технологических присоединений – это присоединение дачных участков. На этих территориях плохие дороги, которые в зимнее время практически не чистятся, садовые участки не подписаны, собственники участков не всегда могут обеспечить доступ специалисту сетевой компании к прибору учета. Все эти факторы создают дополнительные трудности в работе контроллеров и сказываются на величине потерь в этом сегменте. Внедрения системы АСКУЭ установка счетчиков на опорах (на границе балансовой принадлежности) позволяет сокращать потери на таких труднодоступных участках.

Подводя итоги, можно отметить, что РЭС г. Нягань обслуживает 10 распределительных пунктов (РП), в которых установлены приборы учета типа СЭТ-4ТМ. Работа со счетчиками СЭТ-4ТМ в дистанционном режиме осуществляется с применением программного обеспечения «Конфигуратор СЭТ-4ТМ». Практически во всех трансформаторных подстанциях установлены приборы учета типа Матрица, которые включены в систему АСТУЭ. В зоне деятельности РЭС г. Нягани 84% приборов учета коммерческого учета потребителей составляют счетчики, включенные в систему АСКУЭ.

Вывод. Данные по техническому и коммерческому учету ежемесячно загружаются в программный комплекс 1С: Предприятие для формирования отчетности и балансов. Информация о потребленной электрической энергии по потребителям физическим и юридическим лицам в электронном виде ежемесячно направляется гарантирующему поставщику.

4 Роль автоматизации учета электрической энергии в сокращении коммерческих потерь в зоне деятельности РЭС г. Нягань за период с 2020 по 2021 гг

Одной из главных задач электросетевых предприятий является выполнение мероприятий по устранению сверхнормативных потерь.

Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях можно представить в виде рисунка 18.

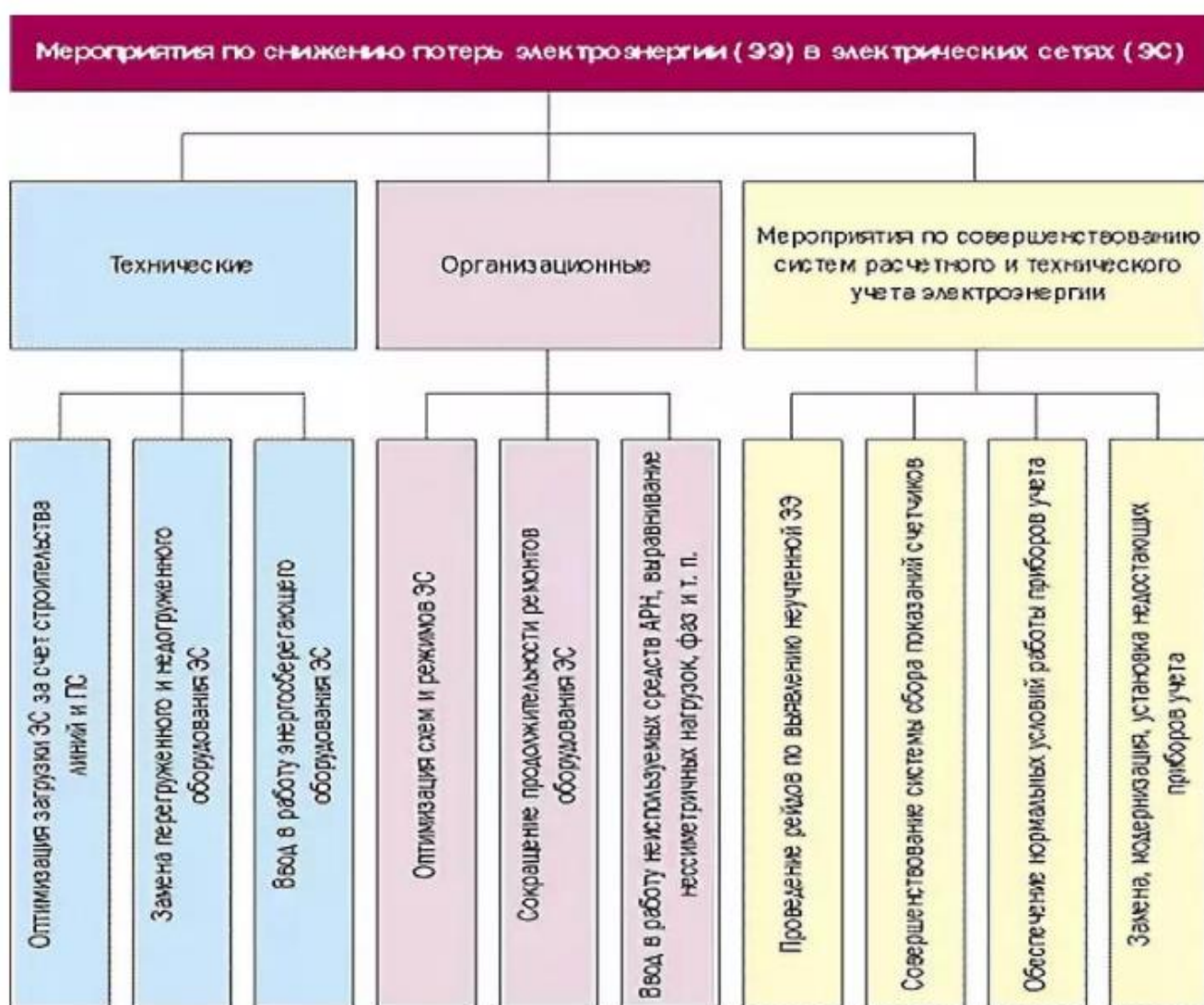


Рисунок 18 – Мероприятия по снижению потерь в электрических сетях

Мероприятия по снижению потерь могут быть разделены на следующие группы:

- по улучшению управления режимами электрических сетей;
- по автоматизации управления режимами электрических сетей;
- по ремонту электрических сетей;
- по совершенствованию и автоматизации учета электроэнергии.

К мероприятиям по совершенствованию автоматизации учета электроэнергии можно отнести следующие: замену приборов учета на приборы с улучшенными характеристиками; установку приборов технического учета на линиях, отходящих от подстанций (головной учет); периодические проверки условий работы электросчетчиков, трансформаторов тока, выявление хищений электроэнергии, установку приборов учета электрической энергии на границу балансовой принадлежности (на опору), внедрение системы АСТУЭ и АСКУЭ.

Необходимость расчета перетока по показаниям счетчиков между АО «ЮРЭСК» и АО «ЮТЭК-Региональные сети» на территории города Нягани потребовала от всех сотрудников РЭС провести большую работу по проверке, замене, установке приборов на границах между сетевыми компаниями. Для расчета перетока к 01 июля 2020 г. по настоящий момент специалистами РЭС г. Нягани совместно со специалистами АО «ЮРЭСК» было принято к учету в качестве расчетных 47 приборов учета в РП и 200 приборов учета в ТП. Для корректности расчета перетока и формирования более точных балансов по техническому учету было установлено и заменено порядка 70 приборов учета технического учета и более 20 трансформаторов тока.

Недостатки и неточности учета перетоков приводили к возникновению сверхнормативных потерь. Установка системы АСТУЭ позволило, не смотря на достаточно сложные задачи перед техническим учетом, практически уложиться в планируемые нормативные потери по итогам 2020 года (таблица 2).

Таблица 2 – Показатели деятельности РЭС г. Нягань за 2020 г.

Наименование показателя	2020 год		
	План	Факт	Отклонение абсолютное
Поступление в сеть, тыс. кВт/ч	62 577,09	67 422,53	4 845,44
в том числе поступление от Россети Тюмень, тыс. кВт/ч	51 903,97	56 497,10	4 593,13
Полезный отпуск, тыс. кВт/ч	56 655,89	60 935,69	4 279,80
Технологические потери, тыс. кВт/ч	5 901,20	6 486,84	585,64
Процент технологических потерь, %	9,43	9,62	0,19

За период с 01.01.2020 г. по 01.07.2021 г. было установлено 464 прибора учета коммерческого учета, включенных в систему АСКУЭ по новым технологическим присоединениям, 59 заменено (рисунок 19, 20).

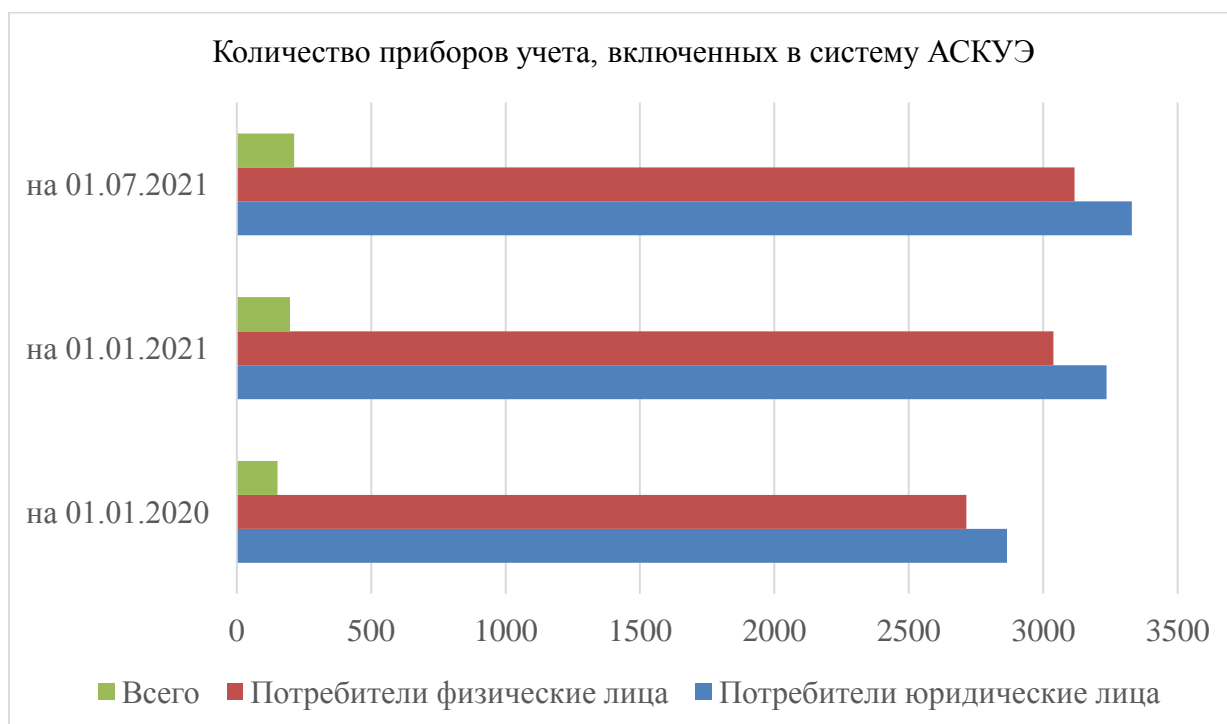


Рисунок 19 – Количество приборов, включенных в систему АСКУЭ, установленных по новым технологическим присоединениям за период с 2020 по 2021 гг.

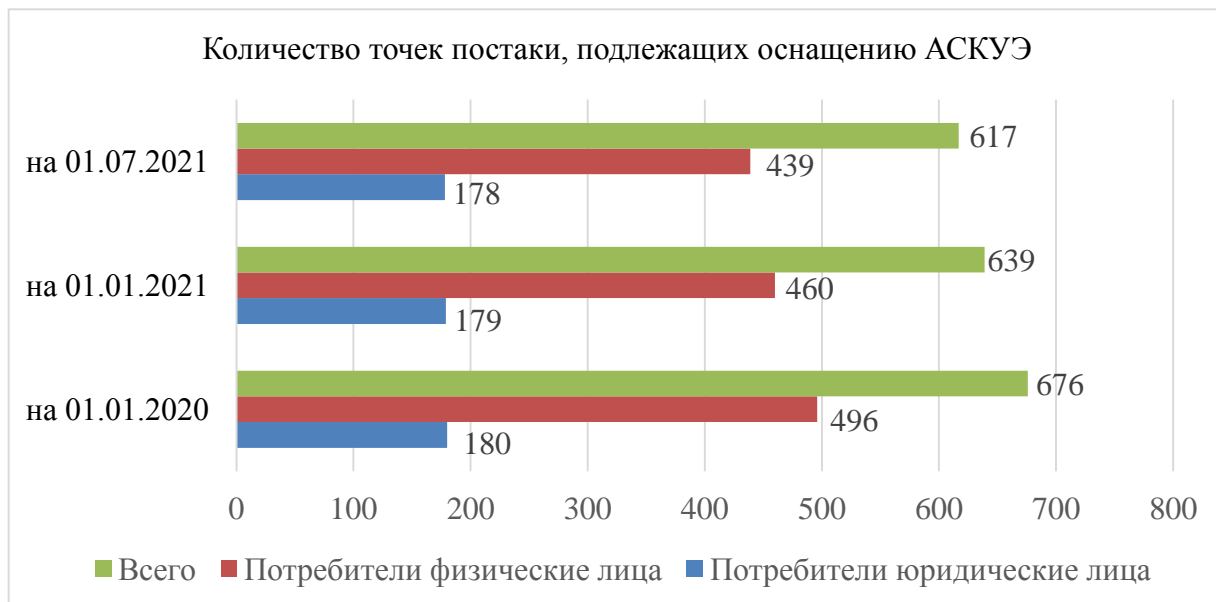


Рисунок 20 – Количество точек поставки, подлежащих оснащению АСКУЭ

Таким образом, за указанный период удалось сократить количество точек поставки не оснащенных АСКУЭ на 9 %.

Еще одной проблемой стал тот факт, что приборы учета типа Матрица с модуляцией FSK больше не выпускаются, выпускаются только приборы учета с модуляцией S-FSK. Приборы с разной модуляцией могут работать в одной сети одновременно, но для этого требуется установка дополнительного маршрутизатора (УСПД).

В связи с этим, с 2020 по 01.07.2021 г. в ТП было установлено 15 дополнительных маршрутизаторов. В настоящее время из 130 ТП, обслуживаемых РЭС г. Нягань АО «ЮТЭК-Кода», только в 10-ти не установлены маршрутизаторы и показания по данным ТП снимаются вручную.

РЭС г. Нягань обслуживает более 3500 потребителей частного сектора (83 % от всех потребителей электроэнергии) из них около 70% — это дачные участки. Несмотря на то, что основная доля счетчиков в частном секторе включена в систему АСКУЭ, доля потерь в этом сегменте остается достаточно высокой.

Основными причинами такой ситуации является то, что большое количество приборов учета, включенных в систему АСКУЭ, установлены не

на границе балансовой принадлежности, так же достаточно часто приборы учета выходят из строя, либо изначально неверно подключены.

Установка дополнительных маршрутизаторов, приборов учета на границе балансовой принадлежности, замена приборов учета, вышедших из строя, проведение рейдов и контрольных проверок за период с 01.01.2020 г. по 30.06.2021 г. позволили сократить коммерческие потери по частному сектору на 6 % (таблица 3).

Таблица 3 – Динамика фактически потерь по частному сектору за период с 2019 по 1 полугодие 2021 гг.

Наименование	2019 год	2020 год	1 полугодие 2021 год
Итого поступление, тыс. кВт·ч	9 488 722	10 909 225	8 923 477
Итого реализация, тыс. кВт·ч	7 636 166	9 189 830	7 671 059
Потери, тыс. кВт·ч	1 852 556	1 719 395	1 252 418
Потери, %	20	16	14

Но проведенные за этот период мероприятия, направленные на снижение коммерческих потерь по частному сектору, решили вопрос только частично.

Мероприятия, проводимые РЭС г. Нягань по снижению коммерческих потерь и повышению качества учета электроэнергии позволили сократить на 0,5 % фактические потери за 1 полугодие 2021 года (таблица 4).

Таблица 4 – Показатели деятельности РЭС г. Нягань за 1 полугодие 2021 г.

Наименование показателя	1 полугодие 2021 года		
	План	Факт	Отклонение абсолютное
Поступление в сеть, тыс. кВт·ч	32 936,29	37 899,60	4 963,31
в том числе поступление от ПАО «Россети Тюмень», тыс. кВт·ч	26 298,64	32 276,44	5 977,80
Полезный отпуск, тыс. кВт·ч	30 463,92	35 244,36	4 780,44
Технологические потери, тыс. кВт·ч	2 472,37	2 655,24	182,87
Процент технологических потерь, %	7,51	7,01	-0,50

И так, в зоне деятельности РЭС г. Нягань за период с 01.01.2020 г. по 30.07.2021 год были проведены следующие мероприятия по совершенствованию автоматизации учета электроэнергии:

- совместно со специалистами АО «ЮРЭСК» для формирования перетока по показаниям приборов учета было принято к учету в качестве расчетных 47 приборов учета в распределительных пунктах и 200 приборов учета в трансформаторных подстанциях, было установлено и заменено порядка 70 приборов учета технического учета и 20 трансформаторов тока;

- в трансформаторных подстанциях было установлено 15 дополнительных маршрутизаторов (УСПД);

- установлено 464 прибора учета коммерческого учета, включенных в систему АСКУЭ по новым технологическим присоединениям, 59 заменено.

Вывод. Проведенные мероприятия за анализируемый период позволили сократить количество точек поставки не оснащенных АСКУЭ на 9 %. Коммерческие потери по частному сектору за анализируемый период по сравнению с 2019 годом сократились на 6 %. За 1 полугодие 2021 года величина фактических потерь сократилась на 0,5 %.

5 Единый протокол СПОДЭС, проблемы и перспективы его внедрения на территории города Нягани

Интеллектуальные устройства нуждаются в общепринятом стандартном языке, который позволит обеспечить их совместимость, эффективность и безопасность. Впервые данной проблемой озаботились в Европе в конце 90-х годов. Для ее решения была создана ассоциация DLMS (Distribution Line Message Specification), со штаб-квартирой в городе Цуг (Швейцария). Целью организации было разработать новый протокол, способный решать все задачи по передаче данных в системах учета и стать стандартом отрасли. Протокол получил название DLMS [23].

В России стандарт DLMS в настоящий момент продвигается ПАО «Россети» - главным оператором электросетей России. Его усилиями стандарт DLMS был переведен на русский язык и назван СПОДЭС – Спецификация Протокола Обмена Данными Электронных Счетчиков. Это тот же протокол DLMS, но имеющий ряд небольших отличий [16].

В настоящий момент в России счетчики электроэнергии с протоколом DLMS поддерживают компании Инкотекс, Энергомера, ИЭК, НПО «МИР». Также ряд компаний находятся в процессе поддержки протокола.

Цель данного стандарта – заложить основы для эффективной и безопасной передачи результатов измерений электроэнергии, что будет способствовать практике взаимозаменяемости между оборудованием различных производителей [16].

В зоне деятельности РЭС г. Нягани с августа 2021 года устанавливаются приборы учета с протоколом DLMS следующих производителей:

- Общества с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «МИР» (рисунок 21);
- ООО «Курганского приборостроительного завода» (рисунок 22).



Рисунок 21 – Приборы учета электроэнергии НПО «Мир»



Рисунок 22 – Приборы учета электроэнергии ООО «Курганского приборостроительного завода»

На данный момент установлено потребителям более 20 приборов учета МИР и 3 прибора учета М2М. Но в процессе эксплуатации у приборов М2М выявлены некоторые неисправности, поэтому временно установка данных приборов учета приостановлена. Для работы с данными счетчиками используется программный комплекс «Заря» (рисунок 23).

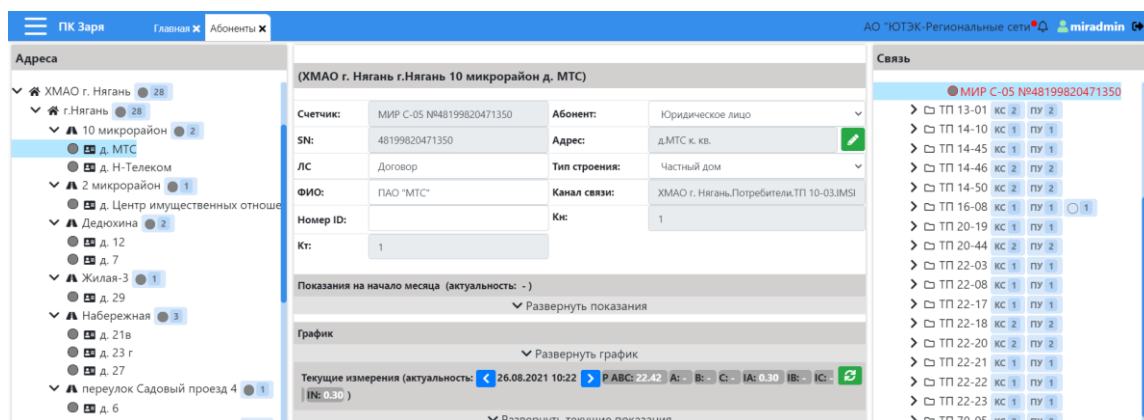


Рисунок 23 – Интерфейс ПК «Заря»

ПК Заря представляет собой приложение с клиент-серверной архитектурой. Для сервера ПК Заря требуется персональный IBM PC-совместимый компьютер. Клиент может быть подключен к серверу с помощью стороннего компьютера, принадлежащего данной сети.

Программный комплекс ЗАРЯ обеспечивает: сбор информации с приборов учета электрической энергии серии МИР, передачу собранной информации в подключаемую базу данных, диагностирование системы, удаленное управление встроенным в приборы учета коммутатором подключенной нагрузки; отображение значений параметров, измеренных приборами учета, формирование и экспорт в файл отчетов, удаленное конфигурирование тарифного расписания приборов учета много другое.

Можно подвести следующие итоги. В настоящее время существует большое количество разнообразных счетчиков учета электрической энергии и программных продуктов к ним. Возможно, такое разнообразие имеет свои плюсы, но создает и ряд проблем. Непростой задачей является собрать воедино данные нескольких автоматизированных комплексов, то есть достаточно остро стоят вопросы совместимости различных приборов учета и программных продуктов. Интеллектуальные устройства нуждаются в общепринятом стандартном языке, который позволит обеспечить их совместимость, эффективность и безопасность. В России такой стандартный язык продвигается ПАО «Россети» и называется СПОДЭС – Спецификация Протокола Обмена Данными Электронных Счетчиков. В РЭС г. Нягань начата работа в этом направлении, в настоящий момент установлено несколько приборов учета, поддерживающих этот протокол.

Заключение

Развитие энергетики – это развитие всех производств и жизни населения страны. Доказать эту истину не составит труда. Отключение электричества в современном мире влечет за собой остановку жизни всего населенного пункта.

«В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» принята национальная программа «Цифровая экономика Российской Федерации». В рамках федеральной программы Минэнерго России при активном участии компаний ТЭК сформирован ведомственный проект «Цифровая энергетика». Ведомственный проект направлен на преобразование энергетической инфраструктуры Российской Федерации посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений для повышения ее эффективности и безопасности» [4].

Совершенствование методов сбора данных о потреблении электроэнергии и автоматизация ее учета, от этапа производства до потребления энергопринимающими устройствами, является обязательным условием эффективного функционирования энергосистемы. В сложившихся рыночных условиях видно, что внедрение системы АСКУЭ в энергетике положительно отражается на учете и контроле над потреблением электрической энергии. А все новые разработки позволяют системе быть надежнее, удобнее и понятнее, как для потребителя электрической энергии, так и для снабжающей организации.

В процессе выполнения данной работы я пришла к пониманию того, что автоматизация учета в сетевой компании должна стремиться к одномоментному снятию различных показателей работы энергетической системы. Именно одномоментный съём данных, который обеспечивает система АСКУЭ, позволяет формировать достоверные балансы, составлять полное представление об исправности электросетевого оборудования.

Но в процессе работы с данной системой мы столкнулись с определенными трудностями и проблемами.

Существенным недостатком приборов учета данной системы для северных регионов является тот факт, что при низких температурах (ниже -20 градусов С) приборы учета замерзают и не передают данные о потребленной электрической энергии. В связи с этим процент точности учета в зимние месяцы существенно снижается.

Еще одной проблемой данной системы являются шумы, которые зависят от потребительских приборов. Их очень много, и постоянно появляются новые приборы, которые включаются в сеть 220 В и вносят помехи. Поэтому установка недешевого счетчика типа «Матрица» не гарантирует потребителю на 100%, что данные по его счетчику будут поступать в сетевую компанию. Установка опорных приборов учета электрической энергии (на границе балансовой принадлежности) создает еще больше проблем сетевой компании и потребителю, так как возникают проблемы со съемом показаний и корректностью учета в случае отсутствия связи со счетчиком.

Важно отметить, что электросчетчики типа «Матрица» имеют различные конфигурации прошивок. Этот шаг был сделан специалистами компании «Матрица» для того, чтобы была возможность для реализации максимального спектра поставленных задач, то есть с целью модернизации и устранения имеющихся проблем в системе. Но при установке нового оборудования, как обычно, возникают вопросы его совместимости со старым, что также создает для сетевых компаний и для потребителей ряд проблем.

Мероприятия по автоматизации учета электрической энергии позволяют не только снизить потери сетевых компаний, но и способствуют сокращению вероятностей возникновения аварийных режимов и отключений в сети, то есть повышают надежность энергетической системы.

Список используемых источников

1. Автоматизация систем управления и мониторинга электроэнергетики. Источник: <http://gl-engineer.com>.
2. АСКУЭ «Матрицв». Источник: <https://uchet-jkh.ru/publikacii/askue-cto-eto-takoe.html>.
3. АСКУЭ: что это такое и принцип работы системы (rkzsp.ru).
4. Ведомственный проект «Цифровая энергетика». Министерство энергетики. Источник: minenergo.gov.ru.
5. Голованова Л.В. Организация оптового рынка электроэнергии: учеб. пособие / Л.В. Голованова. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2013. – 140 с.
6. Изменение порядка установки, поверки и замены электросчетчиков. Источник: mosenergosbyt.ru.
7. Коммерческий учет электрической энергии. Источник: https://mrsk-sr.ru/for_consumers/electric_power_commercial_accounting/general_information/
8. Лифанов Е.И. Системное решение АСКУЭ для промышленного предприятия // Энергетик, 1999 – 141 с.
9. Мохов С.Л. Коммерческие потери электроэнергии и их снижение/ С.Л. Мохов – М., 2014 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://energoser18.ru>.
10. Няганская ГРЭС. Основная информация. Источник: <https://new.siemens.com/ru/ru/kompaniya/klyuchevye-temy/ingenuity-for-life/nyagan.html>.
11. Определение автоматизированной системы управления. Источник: <https://ru.wikipedia.org>.
12. Общие сведения о предприятии РЭС г. Нягань АО «ЮТЭК-кода». Источник: <https://utek-rs.ru>.
13. OPC сервер протокола DLMS/СПОДЭС - унифицированного протокола приборов учёта. Источник: <https://insat.ru/blog/opc-server-protokola-dlmsspodes-unifitsirovannogo-protokola-priborov-u>.

14.Официальный сайт РЭС г. Нягань АО «ЮТЭК-Кода». Источник: <https://utek-rs.ru>.

15. Официальный сайт АО «ЮРЭСК». Источник: <http://www.yuresk.ru>.

16. ПАО «Россети». Основная информация. Источник: <https://ru.wikipedia.org>.

17. Порядок определения потерь в электрических сетях и оплаты этих потерь. Источник: <https://law.wikireading.ru/1693>.

18. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 22.06.2019) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии").

19. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 (ред. от 30.04.2020) "Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям".

20.РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (утв. Минтопэнерго РФ 02.09.1994) (ред. от 22.09.1998, с изм. от 13.11.2010). Источник: sudact.ru.

21. Сивков А. А. Основы электроснабжения [Электронный ресурс]: учеб. пособие/А. А. Сивков, Д. Ю. Герасимов, А. С. Сайгаш; Томский политехнический университет. - 2-е изд., доп. - Томск: ТПУ, 2014. - 173 с.

22. Система учета электрической энергии. Источник:
<http://recepting.ru/sistema-ucheta-elektroenergii-schetchiki.html>.

23. Стандартный язык для смарт-устройств DLMS. Источник:
<https://www.dlms.com>.

24. Трансформаторные подстанции и распределительные пункты -
Распределительная сеть. Типы трансформаторов. Источник: studwood.ru.

25. Требования к средствам учета электроэнергии. Источник:
<http://esbt74.ru/potrebityam/trebovaniya-k-sredstvam-uchyeta-elektroenergii>.

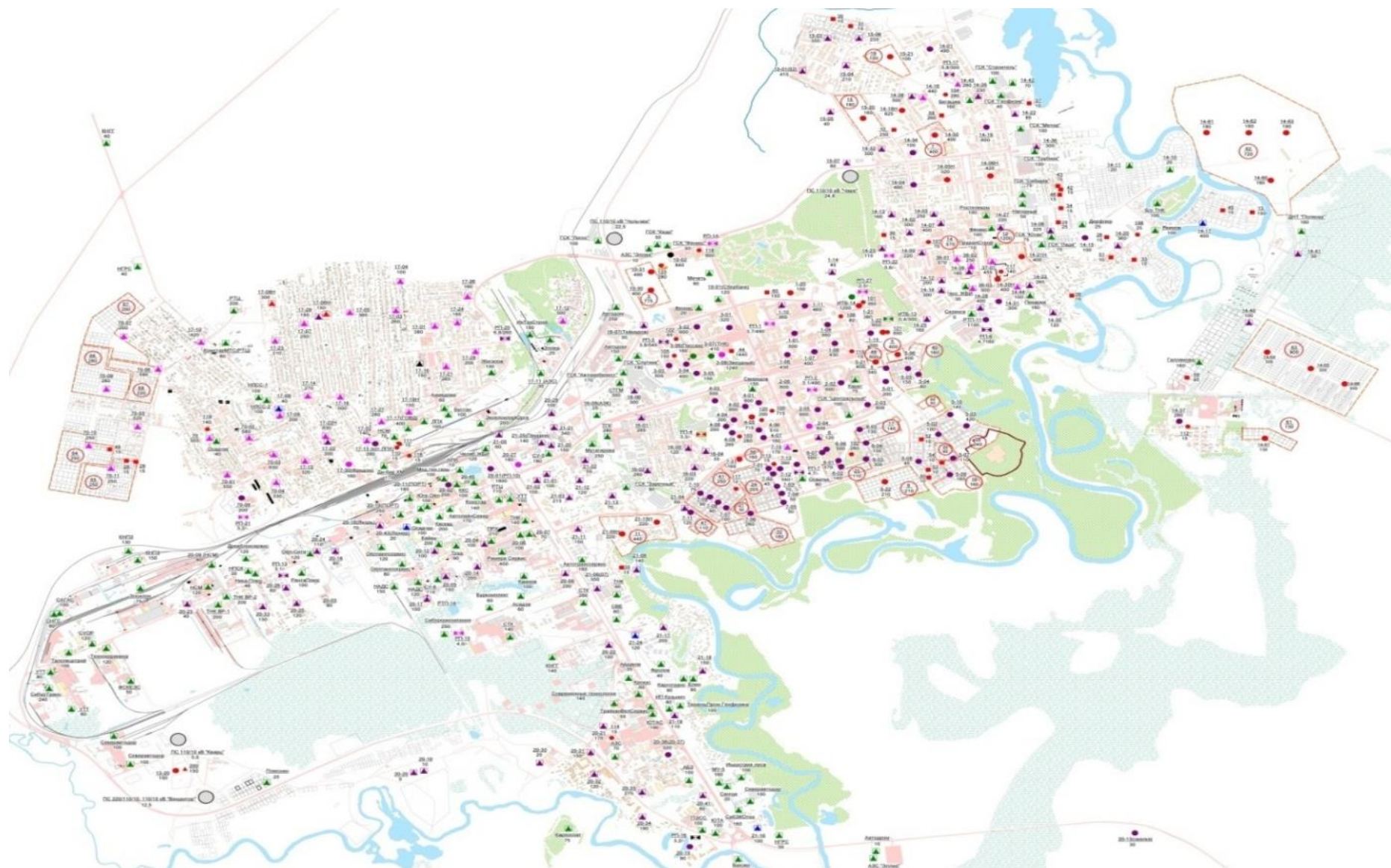
26. Финская государственная энергетическая компания ФОРТУМ.
Основные сведения. Источник: <https://www.fortum.com/about-us/our-company/our-energy-production>.

27. Энергетика ХМАО-Югры. Источник:
<https://energybase.ru/region/hanty-mansijskij-avtonomnyj-okrug-yugra>.

28. Энергетический баланс. Общая характеристика. Источник:
<https://infopedia.su/12x74bb.html>.

Приложение А

Общая карта схема города Нягани



Приложение Б
План нормативных потерь на 2021 г.

Таблица Б 1 Расчет нормативных потерь электрической энергии план 2021 год по сетям АО «ЮТЭК-Региональные сети» в зоне деятельности РЭС г. Нягань (в тыс. кВт·ч)

Тарифная группа	1 квартал	2 квартал	1 полугодие	июль	август	сентябрь	3 квартал	4 квартал	ГОД
Поступление в сеть для потребителей ВСЕГО:	19 559,292	13 376,999	32 936,291	3 567,203	3 913,403	4 695,207	12 175,813	20 214,069	65 326,173
в том числе ПАО "Россети Тюмень"	15 704,878	10 593,757	26 298,635	2 861,751	3 344,796	3 830,728	10 037,275	16 898,491	53 234,401
в том числе ПАО "ФСК"	1 639,141	1 339,242	2 978,383	380,565	381,084	331,055	1 092,704	1 222,578	5 293,665
Полезный отпуск ВСЕГО:	18 008,270	12 455,648	30 463,918	3 353,121	3 500,000	4 280,000	11 133,121	17 560,000	59 157,039
в том числе Услуга (оплата):	18 008,270	12 455,648	30 463,918	3 353,121	3 500,000	4 280,000	11 133,121	17 560,000	59 157,039
АО "Газпром энергосбыт Тюмень"	17 588,474	12 067,380	29 655,854	3 200,415	3 352,430	4 145,573	10 698,418	17 132,076	57 486,348
ООО "МагнитЭнерго"	419,796	388,268	808,064	152,706	147,570	134,427	434,703	427,924	1 670,691
Потери	1 551,022	921,351	2 472,373	214,082	413,403	415,207	1 042,692	2 654,069	6 169,134
% потерь	7,93	6,89	7,51	6,00	10,56	8,84	8,56	13,13	9,44

Приложение В

Баланс электрической энергии в сети АО «ЮТЭК-Региональные сети»

Таблица В 1 Баланс электрической энергии в сети АО «ЮТЭК-Региональные сети за август 2021 г. (в тыс. кВт·ч)

Наименование	Уровень напряжения	Значение
Принятая в сети электроэнергия	всего	3 910,532
	ВН	3 376,818
	СН-1	
	СН-2	533,714
	НН	
Принято в сеть на границах балансовой принадлежности с ОАО "ФСК ЕЭС"	ВН1	
	ВН	324,870
Принято в сеть на границах балансовой принадлежности от филиала Энергокомплекс ПАО "Россети Тюмень"	ВН	3 051,948
	СН-1	
	СН-2	
	СН-1	
	ВН	
	СН-1	
	СН-2	
	НН	
от АО "ЮРЭСК"	ВН	
	СН-1	
	СН-2	533,714
	НН	
Отпущенная из сетей АО "ЮТЭК-Региональные сети" электроэнергия	всего	3 521,201
	ВН	
	СН-1	
	СН-2	1 803,624
	НН	1 717,577
Отпущено в сети смежных сетевых организаций на границах балансовой принадлежности	ВН	
	СН-1	
	СН-2	
	НН	
В том числе в сети АО "ЮРЭСК"	ВН	
	НН	
	СН-2	0,000

Продолжение приложения В

Продолжение таблицы В.1

Отпущено Потребителям АО "Газпром энергосбыт Тюмень"		всего	3 375,775
		СН-1	
		СН-2	1 670,308
		НН	1 705,467
в том числе:	прочие потребители	ВН	
		СН-1	
		СН-2	1634,795
		НН	161,136
	приравненные к населению	ВН	
		СН-1	
		СН-2	11,087
		НН	1,092
	население	ВН	
		СН-1	
		СН-2	24,372
		НН	1454,803
	ИКУ	ВН	
		СН-1	
Отпущено потребители ОАО "МагнитЭнерго"		всего	145,426
		ВН	
		СН-1	
		СН-2	133,316
		НН	12,110
Объемы электроэнергии, рассчитанные по актам о безучетном потреблении		ВН	
		СН-1	
		СН-2	
		НН	
Объемы собственного потребления		ВН	
		СН-1	
		СН-2	
		НН	
Фактические потери электроэнергии всего			389,331
Фактические потери электроэнергии в % к поступлению в сеть			9,96

Приложение Г
Отчет о покупке электроэнергии

Таблица Г 1 Отчет о покупке электроэнергии по АО «ЮТЭК-Региональные сети в г. Нягани за август 2021 г. (в тыс. кВт·ч)

Поставщик	Ячейка	Счетчик	Уровень напряжения	Показания		Коэффициент трансформации	Разница	По прибору учета	Итого
				начальные	конечные				
ПС Вандмтор									
ф. РП 16-1	Ячейка № 13	109057111	ВН	1464,630	1477,330	6000	12,700	76,200	76,200
ф. РП 15-1	Ячейка № 27	109057134	ВН	3116,470	3138,450	12000	21,980	263,760	263,760
ф. РП 15-2	Ячейка № 34	802110307	ВН	2364,190	2401,760	12000	37,570	450,840	450,840
ф. РП 16-2	Ячейка № 8	802112462	ВН	11465,430	11594,990	6000	129,560	777,360	777,360
Итого по подстанции ПС Вандмтор:									1 568,160
ПС ГПЗ									
ф. Водозабор-1	Ячейка № 106	806112228	ВН	1959,940	1989,523	6000	29,583	177,498	177,498
ф. Водозабор-2	Ячейка № 127	806112678	ВН	1686,117	1710,679	6000	24,562	147,372	147,372
Итого по подстанции ПС ГПЗ:									324,870
ПС Заречная									
КЛ-6 кВ.ф.31-2	Ячейка № 18	109058158	ВН	602,310	618,240	7200	15,930	114,696	114,696
КЛ-6 кВ.ф.31-1	Ячейка № 3	109056182	ВН	1182,990	1197,110	7200	14,120	101,664	101,664
Итого по подстанции ПС Заречная:									216,360

Продолжение приложения Г

Продолжение таблицы Г.1

ПС Кварц									
ф.В-10 РП 21-1	Ячейка № 7	811081207	ВН	2183,050	2193,470	12000	10,420	125,040	125,040
ф.В-10 РП-21-2	Ячейка № 8	107081932	ВН	5621,880	5645,720	12000	23,840	286,080	286,080
Итого по подстанции ПС Кварц :									411,120
ПС Чульчам									
КЛ-10 ф. РП 4-2	Ячейка № 204	807110712	ВН	23,550	23,780	6000	0,230	1,380	1,380
В-10 ф. РП 23-2	Ячейка № 207	806112675	ВН	743,843	772,050	8000	28,207	225,659	225,659
В-10 ф. РП 23-1	Ячейка № 303	807114430	ВН	1037,274	1078,470	8000	41,196	329,569	329,569
ф. Геолог-2	Ячейка № 24	807110872	ВН	7309,400	7343,030	4000	33,630	134,520	134,520
ф. Геолог-1	Ячейка №9	807110643	ВН	10743,110	10770,640	6000	27,530	165,180	165,180
Итого по подстанции ПС Чульчам :									856,308
Итого:									3 376,818
ВН									3 376,818