

УДК 620.9

**АНАЛИЗ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В
РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПАНИЯХ (НА ПРИМЕ-
РЕ ФИЛИАЛА ПАО «РОССЕТИ СИБИРЬ» - «КУЗБАССЭНЕРГО-РЭС»)**

Реутов Д.А., студент гр. ЭРб-231, III курс,
Научный руководитель: О.В.Попова, к.т.н., доцент
Кузбасский государственный тех-
нический университет имени Т.Ф.
Горбачева, г. Кемерово

Проблема высоких потерь электроэнергии в распределительном сетевом комплексе России сохраняет свою остроту в силу ряда системных факторов (экономические причины, коммерческие потери, технологическое отставание). Техническое состояние большей части генерирующего и сетевого оборудования, значительная часть которого эксплуатируется свыше 30 лет и характеризуется высоким уровнем физического износа, в сочетании с ростом потребления со стороны промышленных и бытовых потребителей приводит к устойчивому дефициту мощности и перегрузке линий электропередачи.

В условиях ограничения внедрения эффективного и современного оборудования из-за рубежа сложная задача лежит на плечах компаний, обеспечивающих функционирование распределительного сетевого комплекса в макро-регионах со сложными климатическими условиями и высокой социально-экономической нагрузкой. В качестве объекта исследования выбран Филиал ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго-РЭС» — дочернее общество группы «Россети», эксплуатирующее распределительные сети 0,4–110 кВ в Сибирском и Дальневосточном округах. Специфика региона определяет уровень технических потерь выше среднероссийского. Сложная социально-экономическая структура территории также обуславливает устойчиво высокий уровень коммерческих потерь, что позволяет рассматривать компанию как модель для изучения системных проблем сетевого комплекса.

Потери электроэнергии классифицируются по физической природе возникновения:

1) Технические потери подразделяются на нагрузочные (переменные), пропорциональные квадрату силы тока и возникающие в линиях и обмотках трансформаторов, а также условно-постоянные потери, не зависящие от нагрузки. Отдельную категорию составляют расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. Технические потери являются объективно неизбежными, однако их величина может быть существенно уменьшена за счет оптимизации режимов работы сети и модернизации оборудования.

2) Коммерческие потери являются результатом несовершенства системы учета и контроля. К ним относятся хищения электроэнергии (не-

санкционированные подключения, вмешательство в работу счетчиков), погрешности измерительных комплексов (трансформаторов тока и напряжения), а также ошибки при снятии показаний и расчетах с потребителями. В распределительных сетях 0,4–10 кВ коммерческие потери могут достигать 70% от общего объема фактических потерь. Основой борьбы с коммерческими потерями является тотальное внедрение «умных» счетчиков с дистанционным сбором данных. Целевым показателем следует принять 100% охват точек учета интеллектуальными приборами.

Необходимо внедрение системы ключевых показателей эффективности (KPI) для руководителей районных электрических сетей (РЭС) и линейного персонала, привязанных к фактическому уровню потерь на закрепленной территории. Премирование за достижение целевых показателей снижения потерь должно стать существенной частью дохода, мотивируя сотрудников на активное выявление нарушений и качественное обслуживание сетей.

Уровень потерь определяется внешними (объективными) и внутренними (управляемыми) факторами.

Таблица 1-Факторы возникновения потерь

Внешние факторы:	Внутренние факторы:
Климатические условия: ветровые нагрузки (до 17% аварий), обледенение, токи утечки при осадках.	Схемно-режимные решения: неоптимальная конфигурация сети, несбалансированность фаз приводят к росту потерь.
Структура потребителей: преобладание бытового сектора способствует высоким коммерческим потерям.	Качество учета и контроль хищений: эффективная работа по выявлению безучетного потребления, внедрение АСКУЭ снижают коммерческие потери на 4–5%.
Протяженность и территориальная распределенность сетей: большие территории с низкой плотностью населения увеличивают удельные потери.	Загрузка сети: как недогрузка, так и перегрузка линий и трансформаторов увеличивают потери.
Географические и топографические условия: леса (до 41% повреждений), пересеченная местность затрудняют обслуживание.	Физический износ оборудования: старое оборудование (более 30 лет) увеличивает утечки.

Прогнозирование потерь важно для планирования и тарифов. Методы делятся на статистические, детерминированные и основанные на ИИ.

Нейросетевые модели обладают рядом преимуществ: способностью аппроксимировать любые нелинейные зависимости без исходного задания математической формы, устойчивостью к зашумленным и неполным данным, возможностью одновременного учета разнородных факторов (метеорологических, режимных, экономических, социальных) и адаптивностью к изменяющимся условиям функционирования сети.

Для решения задачи прогнозирования потерь в филиале «Кузбассэнерго-РЭС» предлагается гибридная нейросетевая архитектура, сочетающая сверточные (CNN) и рекуррентные (LSTM) нейронные сети, что обусловлено необходимостью учета как пространственных, так и временных закономерностей формирования потерь. Множество входных параметров модели формируется на основе доступных в филиале данных: режимные параметры; структурные параметры (протяженность линий по классам напряжения); метеорологические факторы (температура наружного воздуха); календарные; экономические индикаторы (структура потребителей по группам).

Предлагаемая модель работает как конвейер: сначала она приводит все входные данные к единому виду, заполняет пропуски и отсеивает ошибки. Затем с помощью специального слоя она изучает карту местности, чтобы найти участки, где потери особенно велики. Далее в дело вступает блок с памятью (LSTM), который анализирует, как всё менялось в прошлом — от долгосрочных тенденций до случайных скачков. Чтобы мы понимали логику прогноза, модель с помощью механизма внимания выделяет самые важные факторы, на которые она опирается. И на финальном этапе регрессионный блок собирает всю эту информацию и выдает итоговое значение — прогноз потерь на нужный нам период времени.

Обучение модели проводится на ретроспективных данных филиала за период 3–5 лет с использованием верифицированных данных о фактических потерях, полученных на основе показаний системы АИИС КУЭ. Обучающая выборка разделяется на обучающую (70%), проверочную (15%) и тестовую (15%) части. Обучение производится с использованием алгоритма обратного распространения ошибки и оптимизатора Adam, функция потерь – средняя абсолютная ошибка в процентах (MAPE), применяются методы регуляризации dropout и early stopping. Качество модели оценивается по метрикам MAPE, RMSE и коэффициенту детерминации R^2 с последующим сравнением с традиционными методами прогнозирования.

Ожидаемая эффективность внедрения нейросетевой модели включает повышение точности прогнозирования со снижением ошибки на 15–20% по сравнению с традиционными методами, что улучшит качество планирования закупок электроэнергии для компенсации потерь; сокращение времени выявления очагов хищений с нескольких недель до 1–2 дней, что позволит дополнительно снизить коммерческие потери на 3–5%; выявление на основе анализа чувствительности нейросети участков с неоптимальными режимами напряжения и реактивной мощности для разработки мероприятий по снижению технических потерь; а также оптимизацию затрат на проведение контрольных проверок за счет фокусирования усилий инспекторского состава на проблемных участках.

Таким образом, применение метода нейросетевого моделирования для прогнозирования и анализа потерь электроэнергии в филиале «Кузбассэнерго-РЭС» представляет собой перспективное направление повышения энергоэффективности распределительного сетевого комплекса. Предложенная ги-

бридная архитектура CNN-LSTM с механизмом внимания позволяет учитывать сложную пространственно-временную структуру данных и выявлять скрытые закономерности формирования потерь, а наличие в филиале развитой системы АИИС КУЭ создает необходимую информационную базу для практического применения модели. Ожидаемый эффект от внедрения метода включает повышение точности прогнозирования, сокращение коммерческих потерь за счет оперативного выявления хищений и оптимизацию затрат на контрольные мероприятия.

При использованной модели будет сохранение текущих тенденций в технической политике компании, неизменный уровень инвестиций в модернизацию сетей и установку приборов учета, а также стабильную макроэкономическую ситуацию в регионе. Данный сценарий позволяет оценить, как будет изменяться уровень потерь при отсутствии активных управляющих воздействий. Учитывая общемировые тенденции роста потребления электроэнергии, в том числе за счет развития центров обработки данных и электрификации транспорта, инерционный сценарий может показывать некоторое увеличение абсолютных потерь при сохранении относительного уровня.

Стратегическим направлением развития распределительных сетей является перевод сетей 6 кВ на класс напряжения 10 кВ. Снижение потерь при этом пропорционально квадрату отношения напряжений, т.е. почти трехкратное. В долгосрочной перспективе актуален переход на напряжение 20 кВ в крупных городах и промышленных узлах, что позволит не только снизить потери, но и увеличить пропускную способность сетей без строительства новых линий.

Важным резервом является актуализация договорной базы. Необходимо проводить инвентаризацию договоров энергоснабжения, выявлять факты фактического потребления без договоров или по не актуализированным мощностям. Упрощение процедуры технологического присоединения для добросовестных потребителей должно сочетаться с жесткими мерами в отношении тех, кто уклоняется от оформления договорных отношений.

Проведенное исследование подтверждает, что проблема высоких потерь электроэнергии в распределительном сетевом комплексе России, и в частности в филиале «Кузбассэнерго-РЭС», носит комплексный характер. Она обусловлена сочетанием объективных факторов (физический износ оборудования, сложные климатические и географические условия, структура потребления) и субъективных управленческих проблем (несовершенство учета, коммерческие потери).

Анализ динамики потерь в ПАО «Россети Сибирь» показал устойчивую тенденцию к их снижению, что свидетельствует об эффективности проводимой технической политики. Однако специфика Кузбасского региона, характеризующаяся высокой долей бытового потребления и разветвленной сетью, сохраняет уровень потерь, требующий применения более совершенных методов прогнозирования и анализа.

В качестве решения предложена гибридная нейросетевая архитектура CNN-LSTM с механизмом внимания. Ее ключевая особенность — способность одновременно учитывать пространственные (конфигурация сети, климат) и временные (сезонность, тренды) закономерности, что делает модель эффективным инструментом для таких территориально распределенных компаний, как «Россети Сибирь». Использование данных с АИИС КУЭ позволит обеспечить модель необходимой информационной базой.

Список литературы

1. Воротницкий В. Э., Могиленко А. В. Снижение потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. Сравнительный анализ зарубежного и отечественного опыта : монография / под ред. В. Э. Воротницкого. – Москва : Инфра-Инженерия, 2023. – 228 с.
2. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В. Э. Воротницкий [и др.] ; под ред. В. Н. Казанцева. – Москва : Энергоатомиздат, 1983. – 366 с.
3. Буторин В. А., Клычков Е. Н. Прогнозирование потерь электроэнергии в АИИС КУЭ как инструмент оптимизации инвестиционных решений компании (на примере Магнитогорских электрических сетей) // Энергия единой сети. – 2025. – № 3–4 (78). – С. 38–48
4. Официальный сайт ПАО «Россети Сибирь». Годовые отчеты компании за 2019–2024 годы. – URL: <https://www.rosseti-sib.ru> (дата обращения: 14.03.2026).