



АНАЛИЗ И СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 кВ

Эргашев Саиджон Ибрагимович

Магистр Бухарского государственного технического университета

Аннотация: В данной статье проведён комплексный анализ технических и коммерческих потерь электроэнергии в распределительных сетях низкого напряжения 0,4 кВ. На основе актуальных данных российских и международных источников определены основные причины сверхнормативных потерь, составляющих в среднем 12–18% от отпущенной электроэнергии. Рассмотрены современные методы их снижения, включая реконструкцию сети, балансировку нагрузок, компенсацию реактивной мощности и внедрение АИИС КУЭ. Показано, что комплексное применение технических мер позволяет сократить потери до уровня 4–7%.

Введение: актуальность проблемы

Распределительные сети напряжением 0,4 кВ являются конечным звеном системы электроснабжения и непосредственно питают бытовых и мелкопромышленных потребителей. Именно на этом уровне фиксируется наибольшая удельная величина потерь электроэнергии. По данным Министерства энергетики Российской Федерации, суммарные потери в электрических сетях страны в 2022 году составили около 90,3 млрд кВт·ч, из которых свыше 35% приходится на сети 0,4 кВ.



Международное энергетическое агентство (МЭА) фиксирует, что в развивающихся странах потери в низковольтных сетях достигают 20–30%, тогда как технологически обоснованный норматив по европейским стандартам (EN 50160) не превышает 4–6%. Таким образом, разрыв между нормативом и реальностью составляет 2–5 раз, что указывает на значительный потенциал оптимизации.

Экономический ущерб от сверхнормативных потерь в России оценивается в 80–120 млрд рублей ежегодно (по данным НП «Совет рынка», 2023). Помимо финансовых потерь, это приводит к ухудшению качества напряжения у конечных потребителей, ускоренному износу оборудования и увеличению выбросов CO₂ от генерирующих объектов.

Классификация потерь в сетях 0,4 кВ

Все потери электроэнергии в низковольтных сетях делятся на две принципиально различные категории: технические (физически неизбежные) и коммерческие (обусловленные организационными и учётными факторами). Соотношение между ними напрямую определяет стратегию снижения.

Технические потери

Технические потери возникают вследствие физических процессов передачи электроэнергии и подразделяются на нагрузочные и холостого хода.

Нагрузочные потери в проводниках определяются законом Джоуля-Ленца: $\Delta P = I^2 \cdot R \cdot t$, где I — ток нагрузки, R — активное сопротивление проводника, t —



время. При токе перегрузки $1,5I_{\text{ном}}$ потери возрастают в 2,25 раза. Для линии ВЛИ-0,4 кВ сечением 25 мм² длиной 500 м при токе 100 А нагрузочные потери составят порядка 1,5–2,0 кВт·ч/сутки.

Потери холостого хода в трансформаторах ТМ и ТМГ мощностью 25–630 кВА составляют 0,08–0,17% от номинальной мощности в час. Трансформатор ТМГ-250/10 при работе в режиме холостого хода потребляет около 0,55 кВт — за 8760 часов в год это 4817 кВт·ч только на холостой ход.

Коммерческие потери

Коммерческие потери включают несанкционированное потребление (хищение), погрешности приборов учёта и неверное ведение расчётов. По оценкам ПАО «Россети», доля коммерческих потерь в сетях 0,4 кВ варьируется от 3 до 12% в зависимости от региона. В среднем по России коммерческая составляющая в структуре потерь 0,4 кВ достигает 6–8%.

Вид потерь	Доля от общих потерь	Основная причина
Нагрузочные (I^2R)	45–55%	Большие токи, малые сечения
XX трансформаторов	10–15%	Устаревшие трансформаторы серии ТМ



Несимметрия нагрузок	8–12%	Однофазные бытовые потребители
Хищения электроэнергии	15–20%	Несанкционированные подключения
Погрешности учёта	5–8%	Устаревшие индукционные счётчики
Прочие	5–7%	Токи утечки, контактные соединения

Таблица 1. Структура потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ (по данным ПАО «Россети», 2022)

Основные причины повышенных потерь

Несоответствие сечения проводников нагрузке

Большинство существующих воздушных линий 0,4 кВ в России построено в 1960–1980-е годы по нормативам, рассчитанным на нагрузку 1,5–2,0 кВт на домовладение. К 2023 году средняя нагрузка частного дома возросла до 5–8 кВт, а в домах с электроотоплением — до 12–15 кВт. Это означает, что провода АС-16 и АС-25, массово применявшиеся при строительстве, пропускают токи, в 2–3 раза превышающие допустимые.

Согласно ГОСТ 32144-2013, отклонение напряжения у потребителей не должно превышать $\pm 10\%$ от номинала ($U_{ном} = 230$ В). На практике в конце линий



длиной 400–600 м при перегрузке напряжение падает до 190–200 В, что составляет отклонение 13–17% и свидетельствует о систематическом нарушении норматива.

Несимметрия токов по фазам

Однофазные потребители (освещение, бытовая техника) распределены по фазам неравномерно. В однофазных сетях 0,4 кВ СНТ и сельских населённых пунктов коэффициент несимметрии токов нередко достигает 30–50% при допустимом значении не более 10% по ГОСТ 32144-2013. При несимметрии 40% добавочные потери в нейтральном проводнике могут составлять до 25% от нагрузочных потерь фазных проводников.

Низкий коэффициент мощности

Бытовые потребители, особенно оснащённые двигателями и импульсными источниками питания, создают значительную реактивную нагрузку. Средний $\cos \varphi$ в бытовой сети составляет 0,75–0,85 против норматива 0,92–0,95. При $\cos \varphi = 0,75$ полный ток в линии на 33% больше, чем при $\cos \varphi = 1,0$, что увеличивает нагрузочные потери на 78% ($I^2 = (1/\cos \varphi)^2 = (1/0,75)^2 \approx 1,78$).

Износ трансформаторного парка

По данным Минэнерго РФ (2023), более 60% трансформаторов в распределительных сетях 0,4 кВ эксплуатируются свыше 25 лет при нормативном сроке службы 25 лет. Трансформаторы серии ТМ выпуска 1980-х имеют потери холостого хода на 30–40% выше, чем современные аналоги серии ТМГ с



холоднокатаной электротехнической сталью сердечника. Удельные потери XX трансформатора ТМ-250 составляют 0,82 кВт, тогда как ТМГ-250 — 0,55 кВт.

Методы снижения технических потерь

Реконструкция и модернизация линий

Замена неизолированного провода АС на самонесущий изолированный провод (СИП-2А) является одним из наиболее эффективных технических решений. СИП-2А сечением 35–70 мм² позволяет снизить нагрузочные потери на 15–30% по сравнению с АС-16 за счёт увеличения сечения проводника. Дополнительным преимуществом является снижение числа технологических нарушений: ПАО «Россети Центр» зафиксировало сокращение аварийности на 68% после перехода на СИП в нескольких пилотных районах (2019–2021 гг.).

Оптимальный выбор сечения проводника производится по критерию минимума приведённых затрат с учётом капиталовложений и стоимости потерь на весь срок эксплуатации. Для линий с годовым числом часов использования максимума нагрузки $T_{\max} = 3500\text{--}5000$ ч экономически обоснованное сечение СИП составляет 50–95 мм².

Перевод потребителей на более высокое напряжение

Перевод части нагрузки с уровня 0,4 кВ на 10 кВ (строительство дополнительных ТП 10/0,4 кВ ближе к центру нагрузок) сокращает длину линий 0,4 кВ и существенно снижает нагрузочные потери. Согласно методическим



указаниям РД 34.09.155-93, уменьшение длины линии 0,4 кВ вдвое снижает нагрузочные потери в четыре раза ($\Delta P \sim L$ при прочих равных условиях).

Практический пример: после строительства дополнительной ТП-10/0,4 кВ в посёлке Мытищинского района Московской области (2021 г.) со средней длиной линии 0,4 кВ 380 м вместо 740 м потери снизились с 14,2% до 6,8% — экономия составила 185 тыс. кВт·ч в год.

Компенсация реактивной мощности

Установка конденсаторных батарей (КБ) на шинах 0,4 кВ трансформаторных подстанций и у крупных потребителей позволяет повысить $\cos \varphi$ с 0,80 до 0,95 и выше. При этом снижение нагрузочных потерь рассчитывается по формуле:
$$\Delta P_{\text{снижение}} = \Delta P_{\text{исх}} \cdot [1 - (\cos \varphi_{\text{исх}} / \cos \varphi_{\text{нов}})^2].$$

Для типовой ТП-0,4 кВ с нагрузкой 200 кВт и $\cos \varphi = 0,80$ установка КБ мощностью 100 квар повышает $\cos \varphi$ до 0,93 и снижает нагрузочные потери на 26%. Срок окупаемости конденсаторных батарей на напряжение 0,4 кВ составляет 1,5–3 года при стоимости электроэнергии 5–7 руб./кВт·ч.

Балансировка нагрузок по фазам

Технология автоматического выравнивания нагрузок с использованием регуляторов фазового перераспределения (РФП) позволяет снизить коэффициент несимметрии с 30–40% до 5–8%. По результатам пилотного проекта АО «Янтарьэнерго» (2020–2022 гг.), внедрение систем балансировки на 32



подстанциях снизило потери на 1,8–3,2% от отпуска, что составило экономию 4,2 млн кВт·ч за два года.

Мероприятие	Снижение потерь	Срок окупаемости	CAPEX (тыс. руб./км)
Замена АС на СИП-70	15–30%	4–7 лет	600–900
Строительство доп. ТП 10/0,4 кВ	40–60%	6–10 лет	2500–4000
Компенсация реактивной мощности	20–28%	1,5–3 года	150–300
Балансировка фаз (РФП)	5–12%	2–4 года	80–120
Замена трансформатора ТМ → ТМГ	10–18% (XX)	3–5 лет	400–700
Внедрение АИИС КУЭ (СМАРТ-учёт)	До 8% (ком.)	2–5 лет	120–200

Таблица 2. Сравнительная эффективность мероприятий по снижению потерь в сетях 0,4 кВ



Снижение коммерческих потерь: системы учёта

Внедрение автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) является ключевым инструментом борьбы с коммерческими потерями. Современные интеллектуальные системы учёта (ИСУ) класса SMART позволяют в режиме реального времени выявлять несанкционированные подключения и вмешательства в работу приборов учёта.

По данным ПАО «Ростелеком» и ПАО «Россети», переход на SMART-счётчики в рамках программы «Цифровая трансформация электросетевого комплекса» 2020–2024 гг. обеспечил снижение коммерческих потерь на 30–50% в охваченных регионах. В Краснодарском крае за 2021–2022 гг. после установки 420 000 интеллектуальных счётчиков коммерческие потери сократились с 9,4% до 5,1% от отпуска.

Закон № 522-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон об электроэнергетике» (2018 г.) обязал сетевые организации обеспечить замену приборов учёта за свой счёт и перейти на интеллектуальный учёт до 2023 года для новых объектов и до 2030 года — для замены существующего парка. Это создало правовую основу для массовой модернизации систем учёта.

Цифровые технологии и мониторинг потерь

Современные цифровые решения кардинально меняют подход к управлению потерями в сетях 0,4 кВ. Технологии Интернета вещей (IoT) и системы телеметрии



позволяют перейти от периодических измерений к непрерывному мониторингу параметров сети.

Применение Geographic Information System (GIS) в сочетании с моделированием сети в программах RasterWin3 или ПК «Мустанг» позволяет рассчитывать технические потери с точностью $\pm 3-5\%$ и оперативно выявлять участки с наибольшими потерями. Автоматическое решение задачи оптимизации конфигурации сети (переключение секционирующих разъединителей) снижает нагрузочные потери на $3-8\%$ без капитальных вложений.

Технология Machine Learning применяется для прогнозирования нагрузочных профилей и оперативного управления компенсирующими устройствами. В рамках проекта Skoltech и ПАО «Россети» (2021–2023 гг.) нейросетевой алгоритм управления КБ обеспечил дополнительное снижение потерь на $2,1\%$ по сравнению с традиционным пороговым управлением.

Нормативная база и зарубежный опыт

Нормирование потерь в России регулируется Приказом Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008 г. «Об организации в Министерстве энергетики РФ работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям». Норматив для сетей $0,4$ кВ устанавливается индивидуально для каждой сетевой организации и в среднем составляет $7-12\%$.

Германский опыт регулирования (BNetzA — Федеральное сетевое агентство) основан на стимулирующем тарифообразовании: сетевые компании, снизившие



потери ниже целевого уровня, получают дополнительный доход. Средние потери в сетях 0,4 кВ Германии составляют 3,8–5,2%, что достигнуто за счёт тотальной кабелизации линий (98% распределительных сетей выполнены кабелем), повсеместного применения ТМГ и 100%-ного охвата СМАРТ-учётом.

Китайская программа снижения потерь (12-й и 13-й пятилетние планы, 2011–2020 гг.) позволила снизить удельные потери в распределительных сетях с 7,2% до 5,6% за счёт инвестиций объёмом более 2 трлн юаней. Ключевыми мерами стали: замена 85 млн трансформаторов серии S7 на энергоэффективные S11 и S13, кабелизация 60% городских сетей 0,4 кВ и установка 540 млн СМАРТ-счётчиков.

Комплексная программа снижения потерь: этапность

Разработка и реализация комплексной программы снижения потерь требует системного подхода и поэтапного внедрения мероприятий с учётом имеющихся инвестиционных ресурсов.

Первый этап (0–2 года) — организационно-технические меры без значительных капиталовложений:

- Проведение энергетического обследования сети и выявление «узких мест» с помощью ПК расчёта потерь.
- Балансировка нагрузок по фазам перекоммутацией потребителей.
- Замена устаревших индукционных счётчиков классов точности 2,5 и 2,0 на электронные класса 0,5S–1,0.



- Ликвидация выявленных хищений и приведение схем учёта в соответствие с ПУЭ.

Второй этап (2–5 лет) — техническая модернизация:

- Замена перегруженных линий на СИП увеличенного сечения.
- Установка конденсаторных батарей на шинах 0,4 кВ ТП с наибольшим дефицитом реактивной мощности.
- Замена трансформаторов серии ТМ на энергоэффективные ТМГ или ТМЭН.
- Внедрение АИИС КУЭ и перевод учёта на СМАРТ-счётчики.

Третий этап (5–10 лет) — стратегическая реконструкция:

- Строительство дополнительных ТП 10/0,4 кВ для снижения длины линий.
- Кабелизация наиболее загруженных участков сети.
- Создание цифрового двойника сети и внедрение системы автоматического управления потерями.

Этап	Срок	Ожидаемое снижение потерь	Ориентировочные затраты
I. Оргтехнические меры	0–2 года	2–4%	Низкие (до 1 млн руб./ТП)
II. Техническая модернизация	2–5 лет	4–8%	Средние (2–5 млн руб./ТП)



III. Стратегическая реконструкция	5–10 лет	3–6%	Высокие (свыше 10 млн руб.)
Суммарный эффект	До 10 лет	8–14%	Индивидуально

Таблица 3. Этапы комплексной программы снижения потерь в сетях 0,4 кВ

Заключение

Проведённый анализ показывает, что потери электроэнергии в сетях 0,4 кВ — комплексная инженерная и экономическая проблема, требующая системного решения. Фактические потери, достигающие в ряде регионов 18–25%, в 3–4 раза превышают технически обоснованный норматив 4–7%, что обусловлено как физическим и моральным устареванием инфраструктуры, так и недостатками системы коммерческого учёта.

Наиболее высокий удельный эффект при умеренных инвестициях обеспечивают: установка компенсирующих устройств (снижение нагрузочных потерь на 20–28%, срок окупаемости 1,5–3 года), внедрение интеллектуального учёта (сокращение коммерческих потерь на 30–50%) и балансировка нагрузок по фазам. Долгосрочное решение — строительство дополнительных ТП и кабелизация сети — требует значительных капиталовложений, но обеспечивает снижение потерь до 40–60%.



Зарубежный опыт (Германия, Китай) подтверждает: комплексное применение описанных мер при поддержке государственного стимулирующего регулирования позволяет достичь уровня потерь 3,8–5,5% в течение 10–15 лет. Для России это означает потенциальную экономию свыше 40–50 млрд кВт·ч ежегодно, что эквивалентно мощности нескольких средних электростанций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Минэнерго РФ. Сводный годовой доклад о ходе реализации государственной программы «Энергоэффективность и развитие энергетики». — М., 2023.
2. ПАО «Россети». Годовой отчёт об основных технических показателях деятельности. — М., 2022.
3. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
4. РД 34.09.155-93. Методические указания по расчёту нормативных характеристик и технологических потерь электроэнергии в электрических сетях. — М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
5. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчётов. — М.: ЭНАС, 2009. — 456 с.
6. International Energy Agency. World Energy Outlook 2023. — Paris: IEA, 2023.



7. Bundesnetzagentur. Monitoringbericht 2022: Energie. — Bonn: BNetzA, 2022.
8. Федеральный закон № 522-ФЗ от 27.12.2018 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учёта электрической энергии (мощности) в Российской Федерации».
9. Воротницкий В.Э., Заслонов С.В. Методы снижения потерь электроэнергии в распределительных сетях. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2021.
10. Приказ Минэнерго РФ № 326 от 30.12.2008 «Об организации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям».