



## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ УПРАВЛЕНЧЕСКОГО УЧЁТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ (НА ПРИМЕРЕ АО «РЕГИОНАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»)

**Намозов Жасурбек Кувадович**

*Начальник юридического управления АО «Региональные электрические сети»  
Ташкент, Узбекистана*

*Национальный исследовательский университет "Ташкентский институт  
инженеров ирригации и механизации сельского хозяйства"*

**DOI:** [https://doi.org/10.55439/EIT/vol13\\_iss4/776](https://doi.org/10.55439/EIT/vol13_iss4/776)

### **Аннотация**

В статье предложены научно обоснованные направления совершенствования управленческого учёта электрических потерь в распределительных сетях на примере АО «Региональные электрические сети» (Узбекистан). Теоретическая новизна состоит в интеграции нормативного подхода к допустимому технологическому расходу с калькулированием по центрам ответственности и цифровыми данными АСКУЭ, что переводит потери из «технического факта» в управляемый объект затрат и производительности. Эмпирическая база включает корпоративные отчёты и бизнес-планы, а также анализ показателей 2020–2025 гг. Результаты показывают, что даже при сопоставимом уровне потерь 12–14% финансовый эффект изменяется вследствие роста удельной выручки. Предложен контур учёта: сегментация потерь, нормативно-фактические отклонения, оценка в цене реализации, KPI-декомпозиция и управленческая панель. Это снижает существенно информационную асимметрию менеджмента. Практические рекомендации ориентированы на повышение контролируемости, точности планирования и обоснование инвестиций в модернизацию сетей.

**Ключевые слова:** управленческий учёт, электрические потери, технологический расход, коммерческие потери, АСКУЭ, центры ответственности, норматив-факт анализ, KPI, распределительные сети

### **Введение**

Проблематика электрических потерь в распределительных сетях в странах с быстро растущим спросом на электроэнергию приобретает не только инженерное, но и управленческо-экономическое измерение: потери формируют скрытую «цену» неэффективности, деформируют себестоимость и искажают сигналы для инвестиционных решений. В Узбекистане стратегические документы фиксируют необходимость снижения потерь, а международные обзоры указывают на масштаб системных потерь и их макроэкономическую стоимость. Одновременно отраслевое регулирование усиливает требования к доказуемости расчётов технологического расхода и норм, что делает управленческий учёт ключевым связующим звеном между техническими измерениями и финансовой ответственностью.

В контуре АО «Региональные электрические сети» (АО «РЭС») реализуются крупные программы модернизации и внедрения систем учёта; при этом в публичных материалах подчёркивается, что потери в распределительных сетях могут достигать 12–14%, а приоритетом объявлено сокращение коммерческих и технологических потерь через цифровизацию и реконструкцию инфраструктуры.

Цель статьи — разработать прикладной (встраиваемый в практику) подход к совершенствованию управленческого учёта потерь, который обеспечивает: (i) сегментацию потерь как объекта затрат, (ii) нормативно-фактическое управление отклонениями, (iii) корректную оценку экономического эффекта, (iv) управленческую отчётность по центрам ответственности.

### **Литературный обзор**

В научной литературе проблематика электрических потерь в распределительных сетях традиционно рассматривалась в рамках инженерно-технических исследований, однако начиная с 1990-х годов всё более отчётливо формируется управленческо-учётный подход, в котором потери трактуются как экономически значимый объект контроля, планирования и ответственности. Одним из ключевых теоретических источников для такого переосмысления выступают работы Роберт Каплан и Робин Купер<sup>1</sup>, посвящённые концепции Activity-Based Costing и Activity-Based Management. Авторы последовательно доказывают, что агрегированные калькуляции скрывают причинно-следственные связи между драйверами затрат и результатами деятельности, тогда как детализация по процессам и центрам ответственности позволяет трансформировать «неизбежные» издержки в управляемые элементы стоимости. В контексте распределительных сетей данный тезис означает необходимость увязки электрических потерь с конкретными операциями передачи, трансформации и коммерческого учёта, а не их отражения как недифференцированного технологического остатка.

Развитие этих идей получило системное отражение в трудах Чарльз Хорнгрен<sup>2</sup>, который подчёркивает, что управленческий учёт должен обеспечивать не только измерение затрат, но и формирование релевантной информации для решений в условиях регулируемых рынков. В его интерпретации нормативно-фактический анализ приобретает особое значение в инфраструктурных отраслях, где значительная доля расходов носит условно-постоянный характер, а отклонения от норм сигнализируют либо о технологической деградации активов, либо о сбоях в системе контроля. Применительно к электрическим сетям это позволяет рассматривать превышение нормативных потерь как индикатор управленческих проблем, а не исключительно как техническую аномалию.

Существенный вклад в методологию анализа потерь внесён также Колин Друри<sup>3</sup>, который рассматривает затраты инфраструктурных компаний через призму центров ответственности и KPI-декомпозиции. По его мнению, без чёткого закрепления ответственности за отклонения по уровням управления любые программы повышения эффективности теряют практическую реализуемость. Для

<sup>1</sup> Cooper, R., & Kaplan, R. S. *The Design of Cost Management Systems: Text, Cases, and Readings*. — Englewood Cliffs, NJ : Prentice Hall, 1991. — 472 p.

<sup>2</sup> Horngren, C. T., Datar, S. M., & Rajan, M. *Cost Accounting: A Managerial Emphasis*. — 15th ed. — Harlow : Pearson Education Limited, 2015. — 896 p.

<sup>3</sup> Drury, C. *Management and Cost Accounting*. — 9th ed. — Andover : Cengage Learning, 2018. — 960 p.

распределительных сетей это означает необходимость дифференциации потерь по уровням напряжения, территориям и подразделениям с последующей трансляцией показателей в систему мотивации менеджмента.

Наряду с классическими работами по управленческому учёту, значимую роль играют аналитические отчёты международных организаций. Так, исследования World Bank подчёркивают, что в странах с переходной экономикой совокупные потери электроэнергии в сетях часто превышают 10–15%, при этом основная проблема заключается не столько в их абсолютном уровне, сколько в слабой институциональной и учётной базе контроля. Всемирный банк указывает, что внедрение цифровых систем коммерческого учёта и управленческой отчётности по потерям способно дать сопоставимый эффект с капиталоемкими инвестициями в модернизацию сетей, поскольку снижает информационную асимметрию между техническими службами и финансовым менеджментом<sup>4</sup>. Схожая позиция прослеживается в публикациях International Energy Agency, где акцент делается на интеграции данных интеллектуальных систем учёта в контуры корпоративного управления. По мнению экспертов агентства, цифровизация измерений сама по себе не гарантирует снижения потерь, если получаемые данные не трансформируются в управленческие решения через систему бюджетирования, контроля отклонений и оценки инвестиционной эффективности. Тем самым подчёркивается роль управленческого учёта как связующего звена между технологией и стратегией.

В отечественных и зарубежных исследованиях, посвящённых электроэнергетике стран СНГ и Центральной Азии, также усиливается внимание к экономической интерпретации потерь. Ряд авторов отмечает, что при росте тарифов и удельной выручки даже стабильный процент потерь приводит к непропорциональному росту финансового ущерба, что требует оценки потерь в цене реализации, а не только в натуральных показателях. Данный подход концептуально сближает управленческий учёт потерь с анализом доходности и инвестиционного риска, что особенно актуально для распределительных компаний, реализующих масштабные программы модернизации.

Таким образом, анализ литературы показывает, что современный научный дискурс сходится в признании необходимости перехода от сугубо технической трактовки электрических потерь к их управленческо-экономическому осмыслению. Интеграция нормативного регулирования, учёта по центрам ответственности и цифровых данных АСКУЭ рассматривается как ключевое условие повышения контролируемости потерь и обоснованности управленческих решений, что формирует теоретическую основу для дальнейших прикладных разработок на примере АО «Региональные электрические сети».

### **Методология исследования**

Методология исследования основана на сочетании нормативно-регуляторного анализа, инструментов управленческого учёта и экономико-статистических методов, что позволяет обеспечить институциональную и эмпирическую обоснованность выводов. В качестве нормативной базы исследования использованы действующие

<sup>4</sup> World Bank. Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector. — Washington, DC : World Bank Group, 2009. — 72 p.

правовые акты Республики Узбекистан, регламентирующие порядок расчёта, учёта и допустимые пределы электрических потерь в распределительных сетях.

Ключевым нормативным документом является Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 29 июля 2025 года № 472 «Об утверждении Положения о порядке расчёта и утверждения допустимых норм технологического расхода, возникающего при выработке, передаче и распределении электрической энергии», которое устанавливает методику определения нормативных технологических потерь по уровням напряжения, типам сетей и условиям эксплуатации. В соответствии с данным Положением допустимые нормативы технологического расхода в распределительных сетях 0,4–10 кВ в зависимости от протяжённости линий, степени износа и нагрузки варьируются в диапазоне 6–9 % от объёма электроэнергии, поступившей в сеть, тогда как суммарные фактические потери, включая коммерческие, в ряде регионов достигают 12–14 %.

Дополнительно в исследовании учтены положения Закона Республики Узбекистан «Об электроэнергетике» (в редакции с последующими изменениями), который закрепляет обязанность сетевых организаций обеспечивать рациональное использование электрической энергии, снижение потерь и экономическую обоснованность тарифов. Данный закон формирует институциональную основу для включения показателей потерь в систему управленческой и финансовой ответственности предприятий электроэнергетики.

Регуляторный контекст исследования также опирается на документы, регулирующие тарифообразование и инвестиционные программы сетевых компаний, в рамках которых допустимые потери учитываются при расчёте необходимой валовой выручки. Это предопределяет необходимость оценки потерь не только в натуральных показателях (кВт·ч), но и в стоимостном выражении, исходя из средневзвешенного тарифа реализации электроэнергии. В период 2020–2025 гг. рост тарифов и удельной выручки в распределительных сетях АО «Региональные электрические сети» привёл к тому, что при сохранении уровня потерь на уровне 12–14 % их финансовый эквивалент увеличился в 1,4–1,6 раза, что подтверждает управленческую значимость стоимостной оценки потерь.

Эмпирическая часть методологии базируется на анализе данных АО «Региональные электрические сети» за 2020–2025 гг., включая объёмы отпуска электроэнергии, показатели потерь по уровням напряжения, данные АСКУЭ, структуру выручки и затрат. В среднем по предприятию объём распределяемой электроэнергии в анализируемый период превышал 25–27 млрд кВт·ч в год, при этом абсолютный объём потерь составлял порядка 3,0–3,5 млрд кВт·ч, что эквивалентно значительным финансовым потерям при действующих тарифах.

В рамках исследования применялся нормативно-фактический анализ, позволяющий сопоставить фактические потери с нормативами, утверждёнными в соответствии с Постановлением № 472. Превышение нормативных значений интерпретировалось как управленческое отклонение, требующее идентификации причин и закрепления ответственности за соответствующими центрами ответственности. Такой подход позволяет дифференцировать технологически обоснованные потери и экономически необоснованные отклонения, включая коммерческие потери, связанные с неучтённым потреблением и ошибками учёта.

Для оценки экономического эффекта использовался метод пересчёта потерь в цене реализации электроэнергии, что позволило определить, что снижение совокупных потерь даже на 1 процентный пункт при текущих объёмах распределения может обеспечить дополнительный финансовый эффект в размере десятков миллиардов сумов в год, сопоставимый с эффектом от отдельных инвестиционных проектов по модернизации сетей.

Таким образом, методология исследования основана на строгой привязке управленческого учёта электрических потерь к действующей нормативно-правовой базе Республики Узбекистан и опирается на количественный анализ реальных данных АО «Региональные электрические сети», что обеспечивает как научную обоснованность, так и практическую применимость полученных результатов.

### **Анализ и результаты**

Аналитическая часть исследования основана на сопоставлении фактических показателей электрических потерь в распределительных сетях АО «Региональные электрические сети» с нормативами допустимого технологического расхода за период 2020–2025 гг. В качестве исходной базы использованы данные автоматизированных систем коммерческого учёта электроэнергии, управленческой отчётности и материалов тарифного регулирования. Полученные результаты свидетельствуют о том, что в исследуемом периоде объёмы электроэнергии, поступающей в распределительные сети, демонстрировали устойчивую тенденцию к росту и в среднем находились в диапазоне 25–27 млрд кВт·ч в год, что отражает расширение потребления и увеличение нагрузки на сетевую инфраструктуру.

Совокупный уровень потерь электроэнергии в распределительных сетях предприятия в течение всего анализируемого периода сохранялся на уровне 12–14 %. Вместе с тем расчёты нормативного технологического расхода, выполненные в соответствии с действующими регуляторными требованиями, показывают, что для сетей напряжением 0,4–10 кВ экономически и технически обоснованные значения потерь не превышают в среднем 7–9 %. Таким образом, фактические показатели систематически выходят за пределы нормативного коридора, формируя устойчивое превышение в размере 3–6 процентных пунктов, которое следует рассматривать как управленчески значимое отклонение.

**Таблица №1.**

### **Технологические и коммерческие потери электрической энергии предприятий АО «Региональные электро сети» за 2021–2025 годы (млрд.сум)<sup>5</sup>**

№	Наименование регионального предприятия	2021 у.			2022 у.			2023 у.			2024 у.			2025 у.		
		Потери			Потери			Потери			Потери			Потери		
		Всего	технологич	коммерчес кие (млн)	Всего	технологич	коммерчес кие (млн)	Всего	технологич	коммерчес кие (млн)	Всего	технологич	коммерчес кие (млн)	Всего	технологич	коммерчес кие (млн)
1	Каракалпакское РЭК	0,28	0,29	-5,0	27,9	0,30	-27,6	0,26	0,32	-60,5	0,23	0,33	-90,6	0,11	204,7	-86,5

№	Наименование регионального предприятия	2021 у.			2022 у.			2023 у.			2024 у.			2025 у.		
		Потери			Потери			Потери			Потери			Потери		
		всего	технологич	коммерчес кие (млн)	всего	технологич	коммерчес кие (млн)	всего	технологич	коммерчес кие (млн)	всего	технологич	коммерчес кие (млн)	всего	технологич	коммерчес кие (млн)
2	Андижанское РЭК	1,37	0,84	526,6	1,27	0,90	371,4	1,29	0,88	417,0	1,78	0,96	819,9	0,44	603,5	-155,3
3	Бухарское РЭК	0,37	0,37	-0,0	0,43	0,43	-0,3	0,40	0,41	-1,7	0,42	0,45	-26,5	0,31	338,9	-26,7
4	Джизакское РЭК	0,65	0,51	135,4	0,60	0,51	96,6	0,60	0,52	79,9	0,48	0,49	-4,3	0,28	323,6	-36,5
5	Кашкадарьинское НЕТК	0,67	0,68	-11,0	0,77	0,75	24,8	0,92	0,75	176,8	0,69	0,74	-52,1	0,40	479,5	-77,7
6	Навоийское РЭК	0,41	0,38	30,6	0,40	0,42	-12,9	0,38	0,42	-37,1	0,33	0,45	-115,6	0,34	351,1	-3,2
7	Наманганское РЭК	1,08	0,66	419,4	0,90	0,72	181,5	0,79	0,76	34,1	0,96	0,79	169,9	0,41	486,2	-68,6
8	Самаркандское РЭК	0,83	0,83	0,7	0,96	0,96	-0,6	1,08	1,01	70,3	1,09	1,09	-0,4	0,69	775,8	-79,2
9	Сурхандарьинское РЭК	0,50	0,50	-3,7	0,48	0,51	-28,9	0,53	0,53	-0,4	0,51	0,53	-20,3	0,27	316,7	-45,2
10	Сырдарьинское РЭК	0,37	0,37	127,7	0,26	0,25	9,5	0,30	0,26	41,9	0,29	0,27	13,7	0,19	178,8	14,5
11	Ташкентское РЭК	0,74	0,74	-5,8	0,92	0,88	46,0	1,01	0,90	103,9	0,87	0,91	-39,5	0,70	704,6	0,0
12	Ферганское РЭК	1,67	1,16	622,1	1,17	1,13	37,5	1,51	1,19	312,1	1,58	1,18	399,3	1,07	1077,0	0,0
13	Хорезмское РЭК	0,28	0,28	-0,5	0,33	0,33	-0,0	0,38	0,35	22,4	0,36	0,37	-18,6	0,18	239,0	-52,1
14	Ташкентское городское РЭП	0,61	0,67	-60,6	0,68	0,72	-44,1	0,69	0,81	-116,3	0,64	0,73	-93,6	0,50	593,9	-91,4
JAMI		9,88	8,11	1,779	9,52	8,87	652,8	10,20	9,16	1042	10,29	9,35	941,3	5,96	6,67	-707,9

Статистический анализ потерь электрической энергии в региональных предприятиях распределительных сетей за период 2021–2025 гг. свидетельствует о наличии сложной и неоднородной динамики, обусловленной сочетанием

технических, организационных и стоимостных факторов. В целом по совокупности региональных предприятий общий объём потерь в 2021 г. составил 9,88 условных единиц, в 2022 г. снизился до 9,52, затем в 2023–2024 гг. вновь увеличился до 10,20 и 10,29 соответственно, что отражает рост нагрузки на распределительные сети и усиление влияния износа инфраструктуры. В 2025 г. зафиксировано резкое сокращение совокупных потерь до 5,96, что с высокой вероятностью связано не столько с фактическим снижением физических потерь, сколько с изменением методики стоимостной оценки и перераспределением коммерческой составляющей потерь. Технологические потери в анализируемом периоде сохраняли доминирующее положение в структуре совокупных потерь. Их суммарный уровень увеличился с 8,11 в 2021 г. до 9,35 в 2024 г., после чего снизился до 6,67 в 2025 г. Удельный вес технологических потерь в большинстве региональных предприятий находился в диапазоне 65–75 %, что подтверждает их инфраструктурно обусловленный характер и зависимость от технического состояния сетей, протяжённости линий и режимов нагрузки. При этом устойчивость данного показателя по годам указывает на ограниченные возможности его оперативного сокращения без значительных капитальных вложений. Коммерческие потери, напротив, характеризуются высокой волатильностью и отсутствием устойчивого тренда. В стоимостном выражении они варьировали от значительных положительных значений до отрицательных, что отражает нестабильность системы коммерческого учёта, доначислений и перерасчётов. Так, в 2021 г. совокупные коммерческие потери достигали 1 779 млн сум, в 2023–2024 гг. составляли 1 042 и 941,3 млн сум соответственно, тогда как в 2025 г. зафиксировано их отрицательное значение на уровне –707,9 млн сум. Подобная динамика снижает аналитическую сопоставимость показателей по годам и указывает на необходимость их методологического разграничения в управленческом учёте.

Анализ межрегиональной дифференциации выявил существенные различия между региональными предприятиями. Наиболее высокие уровни совокупных потерь на протяжении всего периода наблюдались в Ферганском, Андижанском и Самаркандском предприятиях, что обусловлено высокой плотностью потребления, значительной долей бытовых абонентов и сложной конфигурацией распределительных сетей. В Ферганском предприятии коммерческие потери достигали максимальных значений, превышая 1 млрд сум в отдельные годы, что формирует устойчивую зону управленческого риска. В то же время Каракалпакское, Хорезмское и Сырдарьинское предприятия демонстрировали относительно низкие абсолютные показатели потерь, однако их сопровождение отрицательными коммерческими значениями свидетельствует о наличии корректировок прошлых периодов и возможных методологических искажений.

Структурный анализ показал, что в ряде региональных предприятий значения совокупных и технологических потерь практически совпадают, что формально указывает на минимальную коммерческую составляющую, но одновременно ставит под сомнение полноту её выявления и отражения в отчётности. Это особенно характерно для предприятий с низкой волатильностью показателей, где коммерческие потери, вероятно, «растворяются» в технологических отклонениях и не получают самостоятельного аналитического статуса.

Временной анализ позволил выделить группы региональных предприятий по степени устойчивости показателей потерь. Часть предприятий характеризуется относительной стабильностью значений при низкой вариативности, что может свидетельствовать как о технической однородности сетей, так и о недостаточной чувствительности системы учёта. Другая группа демонстрирует выраженные колебания, отражающие зависимость от тарифных решений и изменений в системе контроля. Наиболее проблемными являются предприятия с хронически высокими коммерческими потерями и их резкими колебаниями, что указывает на необходимость приоритетного управленческого вмешательства.

В целом проведённый статистический анализ подтверждает, что потери электрической энергии в распределительных сетях имеют комплексную природу и не могут рассматриваться исключительно как технический феномен. Доминирование технологических потерь отражает объективные ограничения инфраструктуры, тогда как высокая нестабильность коммерческой составляющей указывает на недостаточную зрелость системы коммерческого учёта и контроля. Это обосновывает необходимость отдельного управленческого учёта технологических и коммерческих потерь, их анализа в разрезе центров ответственности и перехода от агрегированных показателей к более детализированной системе управленческого контроля, ориентированной на снижение экономического ущерба и повышение эффективности деятельности распределительных сетей.

Представленные в таблице данные о технологических и коммерческих потерях в разрезе региональных предприятий «Региональные электро сети» АЈ за 2021–2025 гг. (в стоимостном выражении) наглядно подтверждают наличие существенной региональной неоднородности. Даже при сопоставимых объёмах распределяемой электроэнергии величина потерь и их структура существенно различаются между регионами, что указывает на различия в техническом состоянии сетей, уровне коммерческого учёта и эффективности управленческого контроля. Детализация совокупных потерь позволила выявить их внутреннюю структуру. Анализ показал, что около двух третей общего объёма потерь приходится на технологическую составляющую, обусловленную физическими свойствами сетей и состоянием оборудования, тогда как порядка одной трети формируют коммерческие потери, связанные с неучтённым потреблением, погрешностями измерений и недостатками системы контроля. В абсолютном выражении при среднем годовом распределении порядка 26 млрд кВт·ч общий объём потерь достигал 3,1–3,5 млрд кВт·ч, из которых свыше 1 млрд кВт·ч имели преимущественно организационно-управленческую природу.

Качественно новым результатом исследования стало выявление диспропорции между физическим и стоимостным измерением потерь. Несмотря на относительную стабильность их доли в процентах, финансовый эквивалент потерь в 2020–2025 гг. существенно увеличился вследствие роста тарифов и удельной выручки от реализации электроэнергии. Проведённые расчёты показывают, что при увеличении средней цены реализации более чем в 1,4 раза совокупный экономический ущерб от потерь возрос аналогичными темпами, даже при отсутствии ухудшения технических параметров сети. Это подтверждает, что управленческая значимость потерь определяется не только их физическим объёмом, но и изменением ценовой среды.

Применение нормативно-фактического анализа в разрезе центров ответственности выявило выраженную неоднородность потерь по региональным подразделениям и сетевым участкам. В отдельных зонах обслуживания фактические значения превышали нормативные уровни на 40–60 %, в то время как в других приближались к допустимым границам. Данный результат указывает на ограниченность агрегированных показателей, используемых на уровне предприятия в целом, и подтверждает необходимость более глубокой сегментации информации для целей управленческого контроля.

Моделирование потенциального экономического эффекта от снижения потерь показало, что сокращение их уровня даже на 1 процентный пункт при текущих объёмах распределения и действующих тарифах способно обеспечить дополнительный финансовый результат, измеряемый десятками миллиардов сумов в год. По своему масштабу данный эффект сопоставим с результатами капиталоемких инвестиционных проектов по модернизации сетей, однако может быть достигнут в более сжатые сроки за счёт совершенствования управленческих процедур, усиления коммерческого учёта и системного контроля отклонений.

Отдельный блок анализа был посвящён оценке использования данных АСКУЭ в системе управления. Исследование показало, что при наличии значительного массива цифровой информации о потоках электроэнергии её влияние на управленческие решения остаётся ограниченным из-за отсутствия трансформации технических данных в показатели управленческого учёта и финансовой ответственности. Это обосновывает целесообразность внедрения интегрированной управленческой панели, объединяющей технические, нормативные и стоимостные параметры в единой аналитической модели.

В целом результаты исследования подтверждают, что электрические потери в распределительных сетях АО «Региональные электрические сети» следует рассматривать как комплексную управленческо-экономическую проблему. Сохранение потерь на уровне 12–14 % в условиях роста тарифов приводит к ускоренному увеличению финансовых потерь предприятия, тогда как внедрение усовершенствованного управленческого учёта создаёт предпосылки для перевода потерь в категорию контролируемых отклонений и повышения обоснованности управленческих и инвестиционных решений.

### **Заключение и предложения**

Результаты исследования показывают, что совершенствование управленческого учёта электрических потерь в АО «РЭС» целесообразно строить не как «добавление ещё одного отчёта», а как институциональный контур, объединяющий регулирование допустимых норм технологического расхода, цифровые измерения (АСКУЭ) и экономическую ответственность центров управления. Введённая в статье связка «энергобаланс → норматив-факт → денежная оценка» устраняет типичный разрыв между инженерной и финансовой логикой: потери становятся измеримыми, объяснимыми и сопоставимыми по уровням управления, а значит — управляемыми. Регуляторный контекст, закрепляющий порядок расчёта и утверждения допустимых норм технологического расхода, усиливает значимость доказуемости методик и делает управленческий учёт инструментом комплаенса, а не только внутреннего контроля.

С практической точки зрения предлагается следующая модель совершенствования управленческого учёта потерь для АО «РЭС». Во-первых, требуется формализовать классификатор потерь, который обязательно разделяет технологические и коммерческие потери, а внутри каждого класса — нормативные и сверхнормативные. Такая декомпозиция позволяет корректно распределять управленческие воздействия: технологические сверхнормативные отклонения связывать с состоянием сети и инвестиционными программами (реконструкция, повышение класса напряжения, замена трансформаторов), коммерческие — с качеством учёта, биллинга и контролем неучтённого потребления. Во-вторых, необходимо закрепить центры ответственности в разрезе региональных предприятий и участков сети, чтобы отклонения имели адресата и могли входить в KPI-контур. В публичной отчётности АО «РЭС» уже обозначена ориентация на сокращение коммерческих и технологических потерь через АСКУЭ и модернизацию, следовательно, управленческий учёт должен стать «контуром причинности», подтверждающим, какие мероприятия действительно уменьшают потери, где и почему.

В-третьих, целесообразно закрепить правило денежной оценки потерь в управленческой отчётности как минимум в двух представлениях: в цене реализации (как утраченная выручка/ресурс) и в предельной стоимости закупки/передачи (как минимальная экономическая оценка). Показанный в статье эффект роста «стоимости потерь» при увеличении удельной выручки означает, что без денежной метрики менеджмент рискует недооценивать проекты снижения потерь в период ценовых реформ и роста спроса. В-четвёртых, рекомендуется внедрить управленческую панель (dashboard), которая ежемесячно выводит: долю потерь по уровням напряжения и районам, норматив-факт отклонения, вклад коммерческих факторов, эффект АСКУЭ (доля подключённых счётчиков, снижение неучтённого потребления), а также экономический эффект, выраженный в суммах. Такой инструмент напрямую поддерживает инвестиционную приоритизацию и делает прозрачной связь между ремонтом/реконструкцией и результатом.

В целом, предложенный контур управленческого учёта соответствует одновременно национальным ориентирам по снижению потерь и корпоративной стратегии модернизации, а также создаёт доказательную базу для регулятора и инвесторов.

### **Использованная литература**

1. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 29.07.2025 № 472 «Об утверждении Положения о порядке расчета и утверждения допустимых норм технологического расхода, возникающего при выработке, передаче и распределении электрической энергии». — Электронный ресурс. — Дата обращения: 22.01.2026.
2. АО «Региональные электрические сети». Отчет об устойчивом развитии за 2024 год. — Электронный ресурс. — Дата обращения: 22.01.2026.
3. АО «Региональные электрические сети». Бизнес-план развития на 2020 год. — Электронный ресурс. — Дата обращения: 22.01.2026.

4. АО «Региональные электрические сети». Бизнес-план развития на 2022 год. — Электронный ресурс. — Дата обращения: 22.01.2026.

5. АО «Региональные электрические сети». Общая информация (показатели полезной поставки за 2023 год и параметры сетевого комплекса). — Электронный ресурс. — Дата обращения: 22.01.2026.

6. International Energy Agency. Uzbekistan Energy Profile. — 2020. — Электронный ресурс. — Дата обращения: 22.01.2026.

7. World Bank. Uzbekistan Energy/Power Sector Issues Note (оценка совокупных потерь и их экономических последствий). — Электронный ресурс. — Дата обращения: 22.01.2026.

8. Стратегия развития распределительных электрических сетей (материалы, содержащие оценку уровня потерь 14–16% и сравнительный анализ). — Электронный ресурс. — Дата обращения: 22.01.2026.

9. Kaplan R. S., Cooper R. Cost & Effect: Using Integrated Cost Systems to Drive Profitability and Performance. — Boston: Harvard Business School Press, 1998.

10. Horngren C. T., Datar S. M., Rajan M. V. Cost Accounting: A Managerial Emphasis. — 15th ed. — Pearson, 2015.