

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по делу:

**О КОРРЕКТИРОВКЕ НЕОБХОДИМОЙ ВАЛОВОЙ ВЫРУЧКИ И
УСТАНОВЛЕНИЮ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ
ЭНЕРГИИ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ
ООО «ПРОМЭЛЕКТРОСЕТЬ» НА 2025 ГОД**

I. Основные положения

Основания и цели экспертизы: Данное экспертное заключение выполнено на основании Правил государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую энергию в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике». Цель проведения экспертизы: анализ представленных материалов регулируемой организации, расчет экономически обоснованного уровня тарифов на передачу электроэнергии на 2025 год.

Нормативно-правовой и нормативно-методической основой проведения данного анализа являются:

- Конституция Российской Федерации;
- Гражданский кодекс Российской Федерации;
- Налоговый кодекс Российской Федерации (далее – НК РФ);
- Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Федеральный закон от 17 августа 1995 года № 147-ФЗ «О естественных монополиях»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 года № 526 «О реформировании электроэнергетики»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 года № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 года № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (далее постановление Правительства РФ №442);
- Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденные приказом ФСТ РФ от 6 августа 2004 года № 20-э/2;
- Приказ ФСТ России от 17 февраля 2012 года № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки»;
- Нормативные акты, информационные письма Федеральной антимонопольной службы Российской Федерации;
- Бухгалтерская, финансовая, техническая отчетность и расчеты с пояснительными и обосновывающими материалами ООО «Промэлектросеть» за 2022-2023 годы (далее – ООО «ПЭС»).

Наименование и реквизиты регулируемой организации:

ООО «Промэлектросеть» осуществляет свою деятельность с 15 мая 2014 года. Место нахождения Кабардино-Балкарская Республика, г. Прохладный, ул. Ленина, д. 161. Руководитель - генеральный директор Хаджиев Далхат Рамазанович.

Виды деятельности:

ООО «ПЭС» вправе осуществлять любые виды деятельности, не запрещенные законом. Основным видом деятельности ООО «ПЭС» является оказание услуг по передаче электроэнергии.

Сведения об утвержденных инвестиционных и производственных программах:

Утверждена инвестиционная программа на 2023-2027 годы Министерством

промышленности, энергетики и торговли КБР от 28 апреля 2023 года № 118.

Источником финансирования на 2025 год мероприятий инвестиционной программы за счет средств, полученных от оказания услуг, реализации товаров по регулируемым государством ценам (тарифам), является амортизация, учитываемая в ценах (тарифах) по оказанию услуг по передаче электрической энергии, в размере 2 240,00 тыс. руб. и прибыль, полученная от реализации продукции и оказанных услуг по регулируемым ценам (тарифам) в размере 2 357,00 тыс. руб.

Сведения о показателях, утвержденных государственными органами, имеющих существенное значение при установлении экономически обоснованного уровня цен (тарифов) отсутствуют

Оценка полноты и достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней: Эксперты рассматривали все представленные в установленные сроки регулируемой организацией документы, а также дополнительно полученные в ходе выполнения экспертизы, обосновывающие материалы, имеющие значение для независимого экспертного заключения. При этом во внимание принимались только надлежащим образом оформленные документы: копии налоговых деклараций с отметкой налогового органа, заверенные копии бухгалтерской, статистической отчетности, копии договоров, оформленные в соответствии с законодательством, прочие обосновывающие материалы, заверенные подписью руководителя организации. Эксперты осуществляют оценку достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов, а также несут ответственность за методическую правомерность и арифметическую точность расчетов, выполненных на основании представленных исходных данных. Эксперты произвели оценку обоснованности расчетов по всем статьям. Экспертами оценивались все факты, которые могут быть использованы при определении экономической обоснованности (необоснованности) затрат при расчете тарифов на электрическую энергию. Выводы экспертов, приведенные в настоящем заключении, основывались исключительно на результатах экспертизы предоставленных расчетных и обосновывающих документов.

Сведения об экспертах, подготовившим экспертное заключение:

начальник отдела ценообразования в электроэнергетике – Гузоев Али Асланович;

консультант отдела ценообразования в электроэнергетике – Тарашев Анзор Хамелевич.

Источники информации, на основании которых проводилась экспертиза:

- 1) Заявление о размере цен (тарифов) и долгосрочных параметров регулирования на услуги по передаче электроэнергии (вх. № 37-2895 от 22.08.2024);
- 2) Дополнение к тарифной заявке (вх. № 37-2992 от 30.08.2024);
- 3) Дополнение к тарифной заявке (вх. № 37-2997 от 30.08.2024);
- 4) Материалы о фактических расходах ООО «ПЭС» за 2023 год, представленных в соответствии с запросом Комитета (вх. № 37- 1365 от 15.04.2024);
- 5) Дополнительные материалы, представленные письмами № 37-3426 от 30.09.2024, № 37-3549 от 07.10.2024, № 37-3642 от 14.10.2024, № 37-3686 от 18.10.2024.

Информация о действующих тарифах:

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям сетевых организаций на территории Кабардино-Балкарской Республики, поставляемой прочим потребителям на 2024 год:

Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	Диапазоны напряжения				
		Всего	ВН	СН-I	СН-II	НН
Прочие потребители		1 полугодие 2024 года				
- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	х	1 234 209,54	1 454 815,63	1 653 711,86	1 339 558,73

- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	х	179,90	229,88	464,77	678,00
Однотарифный тариф	руб./кВт·ч	х	2,62613	2,81907	3,40972	4,38136
Прочие потребители			2 полугодие 2024 года			
- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	х	1 295 920,01	1 587 203,85	1 804 199,64	1 507 003,57
- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	х	196,27	250,80	507,07	739,70
Однотарифный тариф	руб./кВт·ч	х	2,86511	3,07561	3,72001	4,78007

Метод регулирования тарифов:

При расчете НВВ в предыдущем долгосрочном периоде по отношению к организации применялся метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. На новый долгосрочный период 2023-2027 годов принято решение о применении к ООО «ПЭС» также метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

Сведения о ведении раздельного учета:

Расходы ООО «ПЭС» в полном объеме относятся к услугам по передаче электроэнергии, отсутствуют расходы на осуществление технологического присоединения, а также прочие виды деятельности.

Информация о применяемых при расчете тарифов индексах:

При расчете тарифов применяются индексы инфляции в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов, одобренного Министерством экономического развития РФ 30.09.2024г.:

Базовый вариант	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	факт	факт	оценка	прогноз		
Показатели инфляции: потребительские цены (ИПЦ) в среднем за год, %	113,8	105,9	108,0	105,8	104,3	104,0

При расчете уровня подконтрольных расходов на 2023-2027 годов применяются также:

Показатель	Значение
Индекс эффективности подконтрольных расходов	1%
Количество активов 2023 года	559,16
Количество активов 2024 года	633,81
Количество активов 2025 года	4126,74
Количество активов 2026 года	4126,74
Количество активов 2027 года	4126,74
Индекс изменения количества активов 2024 года	0,1001
Индекс изменения количества активов 2025 года	4,1333
Индекс изменения количества активов 2026 года	0
Коэффициент эластичности затрат по росту активов	0,75

II. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям» проведен анализ соответствия ООО «ПЭС» требованиям Министерства энергетики Российской Федерации к сетевым организациям.

Критерии отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства
к территориальным сетевым организациям

Показатели	Единица измерения	Период регулирования				
		2023	2024	2025	2026	2027
Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 150 МВА	МВА	17,18	69,01	151,06	151,06	151,06
Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании линиями электропередачи, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 300 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжения:	ВН	3,16	8,98	0,00	0,00	0,00
	СН1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	СН2	7,55	10,61	177,46	177,46	177,46
	НН	10,28	35,54	505,55	505,55	505,55
Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению, с указанием номера телефона	да/нет	да	да	да	да	да
Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет", с указанием ссылки на сайт	да/нет	да http://promelectroset.com	да http://promelectroset.com	да http://promelectroset.com	да http://promelectroset.com	да http://promelectroset.com

III. Анализ финансового состояния ООО «ПЭС» за 2022-2023 годы

Показатель	Техника расчета	2022 год	2023 год	Описание значения показателя
I. Общие показатели				
К1. Среднемесячная выручка	Валовая выручка: Количество месяцев в периоде	4 583,33	5 074,16	
К2. Доля денежных средств в выручке	Денежные средства в выручке: Валовая выручка	100	100	
К3. Среднесписочная численность		14	16	
II. Показатели платежеспособности и финансовой устойчивости				
К4. Общая степень платежеспособности	(Долгосрочные обязательства+краткосрочные обязательства)/ К1	10,23	10,15	Динамика показателя платежеспособности положительная, величина обязательств растет, однако выручка организации растет наибольшими темпами.
К5. Коэффициент задолженности по кредитам банков и займам	(Долгосрочные займы+краткосрочные займы)/К1	0,14	0,002	Показатель задолженности по кредитам банков и займам организации находится на низком уровне, динамика положительная.
К6. Коэффициент задолженности другим предприятиям	«поставщики и подрядчики» + «векселя к уплате» + «задолженность перед дочерними и зависимыми обществами» + «авансы полученные» + «прочие кредиторы»/ К1	10,09	10,15	Используемые строки баланса функционально относятся к обязательствам перед прямыми кредиторами, контрагентами. Показатель высокий, что говорит о высоком уровне задолженности другим предприятиям. По сравнению с 2022 годом показатель увеличился.
К7. Коэффициент задолженности фискальной системе	«задолженность перед государственными внебюджетными фондами» и «задолженность перед бюджетом» /К1	0,002	0,002	Задолженность бюджету и внебюджетным фондам находится на минимальном уровне.

К8. Коэффициент внутреннего долга	«задолженность перед персоналом организации», «задолженность участникам (учредителям) по выплате доходов», «доходы будущих периодов», «резервы предстоящих расходов», «прочие краткосрочные обязательства» / К1	0,00	0,00	Задолженность перед персоналом на конец 2023 года невысокая
К9. Степень платежеспособности по текущим обязательствам	Краткосрочные обязательства / К1	10,23	10,15	Показатель характеризует ситуацию с текущей платежеспособностью организации, объемами ее краткосрочных заемных средств и сроками возможного погашения текущей задолженности организации перед ее кредиторами. Показатель средний. Текущие обязательства являются наиболее динамичным видом задолженности и требуют большей готовности к их покрытию.
К10. Коэффициент покрытия текущих обязательств оборотными средствами	оборотные активы / текущие обязательства организации	0,37	0,23	Коэффициент 0,23 свидетельствует о низком уровне платежных возможностей предприятия, в случае погашения всей дебиторской задолженности и реализации имеющихся запасов текущие обязательства покрываются на 23%.
К11. Собственный капитал в обороте	Собственный капитал – Внеоборотные активы	-29 610	-39 879	Отсутствие собственного капитала в обороте организации свидетельствует о том, что все оборотные средства организации, а также часть внеоборотных активов (в случае отрицательного значения показателя) сформированы за счет заемных средств (источников).
К12. Доля собственного капитала в оборотных средствах	Собственные средства в обороте / оборотные средства	-1,71	-3,42	Показатель характеризует соотношение собственных и заемных оборотных средств и определяет степень обеспеченности хозяйственной деятельности организации собственными оборотными средствами, необходимыми для ее финансовой устойчивости. Рекомендуемая нижняя граница 0,1. Показывает, что оборотные и внеоборотные средства сформированы за счет заемных средств.
К13. Коэффициент автономии	Собственный капитал / активы	0,06	-0,12	Данный показатель определяет долю активов организации, которые покрываются за счет собственного капитала (обеспечиваются собственными источниками формирования). Оставшаяся доля активов покрывается за счет заемных средств. Т.е. активы организации не покрываются за счет собственных средств. Общепринятое нормальное значение коэффициента автономии в российской практике: 0,5 и более (оптимальное 0,6-0,7). Но в любом случае данный показатель сильно зависит от отрасли, а точнее от соотношения в структуре организации внеоборотных и оборотных активов. Чем больше у организации доля внеоборотных активов (фондоемкое производство), тем больше долгосрочных источников требуется для их финансирования, а значит больше должна быть доля собственного капитала (выше коэффициент автономии). Снижение коэффициента автономии свидетельствует о том, что организация все меньше полагается на собственные источники финансирования.
III. Показатели эффективности использования оборотного капитала (деловой активности), доходности и финансового результата (рентабельности)				

К14. Коэффициент обеспеченности оборотными средствами	Оборотные активы/К1	3,77	2,30	Данный показатель оценивает скорость обращения средств, вложенных в оборотные активы. Этот коэффициент должен быть больше единицы. Значение показателя определяется отраслевой спецификой предприятия. С помощью этого коэффициента можно оценить не только степень обеспеченности оборотными средствами, но и численность оборота оборотных средств предприятия в разе за анализируемый период и в днях. В 2023 году оборачиваемость оборотных средств в производстве снизилась по сравнению с показателем 2022 года. Рассчитав среднесуточную выручку, можно вычислить сумму высвобождения средств из оборота, при ускорении его в днях, или привлечения дополнительных средств в оборот, если оборот замедляется.
К15. Коэффициент оборотных средств в производстве	запасы с учетом НДС/К1	0,09	0,13	Коэффициент оборотных средств в производстве характеризует оборачиваемость товарно-материальных запасов организации.
К16. Коэффициент оборотных средств в расчетах	оборотные средства за вычетом оборотных средств в производстве/ К1	3,77	2,30	Коэффициент определяет скорость обращения оборотных активов организации, не участвующих в непосредственном производстве.
К17. Рентабельность оборотного капитала	прибыль, остающаяся в распоряжении организации после уплаты налогов и всех отчислений / оборотные средства	-0,03	-0,74	Данный показатель отражает эффективность использования оборотного капитала организации. Он определяет, сколько рублей прибыли приходится на один рубль, вложенный в оборотные активы.
К18. Рентабельность продаж	Валовая прибыль/выручка	0,01	-0,14	Определяет, сколько рублей прибыли (убытка), полученной организацией в результате реализации электроэнергии (прочих товаров и услуг), приходится на один рубль выручки.
К19. Среднемесячная выработка на одного работника	К1 / К3	327,38	317,14	Показатель определяет эффективность использования трудовых ресурсов организации и уровень производительности труда. В 2023 году эффективность использования трудовых ресурсов уменьшилась.
IV. Показатели эффективности использования внеоборотного капитала и инвестиционной активности организации				
К20. Фондоотдача	К1 / внеоборотный капитал	0,14	0,15	Показатель характеризует эффективность использования основных средств организации, определяя, насколько соответствует общий объем имеющихся основных средств масштабу бизнеса организации. Значение показателя эффективности внеоборотного капитала, меньшее, чем 1, может характеризовать недостаточную загрузку имеющегося оборудования, в том случае, если в рассматриваемый период организация не приобретала новых дорогостоящих основных средств. Достаточно низкое значение показателя объясняется высоким уровнем капиталоемкости в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии.

К21. Коэффициент инвестиционной активности	стоимость внеоборотных активов в виде незавершенного строительства, доходных вложений в материальные ценности и долгосрочных финансовых вложений /общая стоимость внеоборотных активов	0,00	0,00	Данный показатель характеризует инвестиционную активность и определяет объем средств, направленных организацией на модификацию и усовершенствование собственности и на финансовые вложения в другие организации. Нулевое значение показывает отсутствие инвестиций у данного предприятия.
--	--	------	------	---

По итогу рассмотрения финансовой деятельности сетевой компании следует отметить, что показатель текущей платежеспособности организации низкий. Однако показатели платежеспособности организации улучшились по сравнению с прошлым годом. Вместе с тем, показатель рентабельности снизился по сравнению с прошлым годом.

IV. Экспертиза технико-экономических показателей

Долгосрочные параметры регулирования тарифов 2023-2027 гг.:

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов	Индекс эффективности подконтрольных расходов	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии (уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям)	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии (Psaidd)	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии (Psaifi)	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети (P _{тпр})
	млн. руб.	%	%	%			
2023	28,153	1,0%	75,0%	2,85	0,000	0,000	1
2024	X	1,0%	75,0%	2,85	0,000	0,000	1
2025	X	1,0%	75,0%	13,85	0,000	0,000	1
2026	X	1,0%	75,0%	X	0,000	0,000	1
2027	X	1,0%	75,0%	X	0,000	0,000	1

Вместе с тем, в соответствии с пунктом 12 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации пересматривается в случае изменения суммарной величины отпуска электрической энергии в электрические сети такой организации на 20 и более процентов величины, учтенной при установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на первый год долгосрочного периода регулирования или на очередной год долгосрочного периода регулирования после пересмотра уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям в соответствии с настоящим абзацем.

На первый год долгосрочного периода регулирования суммарная величина отпуска электрической энергии в электрические сети ООО «ПЭС» учтена Комитетом в размере 36,71 млн. кВт.ч. В виду того, что договором от 22.07.2024 № 01/07-2024-АИ объекты ЭСИ АО «Городские электрические сети» переданы в аренду ООО «ПЭС», отпуск электрической энергии в электрические сети ООО «ПЭС на 2025 год» планируется на уровне 111,97 млн. кВт.ч.

Таким образом, на основании пункта 12 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям ООО «ПЭС» подлежит пересмотру.

В соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации в процентах от величины суммарного отпуска электрической энергии в сеть определяется по формуле:

$$N = \frac{\sum (W_{\text{OCI}} \times n_i)}{W_{\text{OCсумм}}} \times 100$$

В случае пересмотра уровня потерь электрической энергии в результате изменения суммарной величины отпуска электрической энергии на 20 и более процентов величины W_{OCI} , $W_{\text{OCсумм}}$, ΔW_i , $\Delta W_{\text{нпэ.грj}}$ определяются исходя из фактических данных за период регулирования, в котором был осуществлен переход прав на объекты электросетевого хозяйства, по всей совокупности объектов электросетевого хозяйства, которыми владеет территориальная сетевая организация (при отсутствии фактических данных за годовой период регулирования используются фактические данные за период регулирования, предшествующий периоду регулирования, в котором был осуществлен переход прав на объекты электросетевого хозяйства).

Объекты ЭСИ переданы в аренду ООО «ПЭС» в 2024 году, в виду чего фактические данные за годовой период регулирования отсутствуют, соответственно для расчета уровня потерь на 2025 год органом регулирования использованы фактические данные ООО «ПЭС» и АО «Городские электрические сети» за 2023 год.

Расчет уровня потерь электрической энергии на 2025 год представлен в таблице:

Наименование показателя	Единица измерения	В том числе по уровню напряжения			
		ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6
Отпуск электроэнергии в сеть за 2023 год	тыс. кВт ч	29 818,97	4 315,27	100 082,76	60 344,34
Фактические потери электроэнергии по форме 46 за 2023 год	тыс. кВт ч	853,07	0,00	6 013,70	10 197,10
	%	2,86	0,00	6,01	16,90
Норматив потерь электроэнергии по приказу Минэнерго России от 18.10.2017 № 887	%	5,02	0,00	8,49	13,49
Плановый отпуск электроэнергии в сеть на 2025 год	тыс. кВт ч	30 823,36	4 460,63	103 453,84	62 376,92
Минимальный уровень потерь электроэнергии	%	2,86	0,00	6,01	13,49
Величина потерь электроэнергии на 2025 год	тыс. кВт ч	881,81	0,00	6 216,26	8 414,65

Суммарные потери ООО «ПЭС» на 2025 год составили 15 512,71 тыс. кВт.ч, что составляет 13,85 % от планового отпуска электроэнергии в сеть на 2025 год в размере 111 971,90 тыс. кВт.ч.

Параметры объема услуг (натуральные показатели: производство, отпуск, потери)

Показатель	Факт 2021	Факт 2022	Факт 2023	Отклонение факт 2023/2022	План 2024	Предложение ООО «ПЭС» на 2025	План 2025	Отклонение план 2025/2024
Поступление в сеть млн. кВт.ч.	29,20	39,72	40,96	1,24	44,05	95,81	111,97	67,92
Потери электроэнергии млн. кВт.ч.	0,88	0,79	0,82	0,03	1,25	16,16	15,51	14,26
Удельные потери электроэнергии, %	3,0%	2,01%	1,99%		2,85%	16,86%	13,85%	11,0%
Полезный отпуск потребителям, млн. кВт.ч.	28,33	38,92	40,63	1,71	42,80	79,65	96,46	53,66

В соответствии с пунктом 23 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике проводится анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования.

Плановый объем поступления в сети ООО «ПЭС» рассчитывается Комитетом с учетом заключенных договоров купли-продажи и аренды ЭСХ в 2024 году, а также отчетов ООО «ПЭС» в рамках формирования балансовых показателей (форма № 3.1).

**Сравнительный анализ динамики показателей финансово-хозяйственной деятельности
ООО «ПЭС», тыс. руб.:**

Показатель	По бухгалтерской отчетности 2022 г.	По бухгалтерской отчетности 2023 г.	Отклонение
Выручка по балансу	55000	60890	5890
Себестоимость продаж	(54946)	(60058)	-5112
Валовая прибыль	54	832	778
Управленческие расходы	(6 926)	(7899)	-973
Прибыль от продаж	(6872)	(7067)	-195
Прочие доходы	46753	28686	-18067
Прочие расходы	(39176)	(29528)	-9648
Прибыль до налогообложения	710	(8237)	-7527

Организация по бухгалтерской отчетности показывает убыток. Несмотря на увеличение выручки по сравнению с 2022 годом, у организации увеличились расходы.

Фактические расходы ООО «ПЭС» по статьям затрат

тыс. руб.				
№ п/п	Наименование показателя	Предложение Комитета на 2023 год	Факт 2023	Экономически обоснованный факт 2023
1.1	Сырье, основные материалы	148,06	133,64	133,64
1.2	Топливо на транспорт (ГСМ), транспортные расходы	123,64	135,88	123,64
1.3	Работы и услуги производственного характера	1 534,48	1 350,85	1 350,85
1.4	Затраты на оплату труда	9 173,41	11 901,95	9 173,41
1.5	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции:	17 174,28	6 466,82	6 239,78
	Командировочные и представительские расходы	73,94	0,0	0,0
	Нотариальные и юридические услуги	3 614,27	3 615,08	3 614,27
	Обучение персонала, подготовка и переподготовка кадров	33,20	0,0	0,0
	Ремонт основных фондов	12 270,69	2 260,05	2 260,05
	Почтовые и канцелярские расходы	0,0	24,89	0,0
	Приобретение прав на использование программ для ЭВМ	144,83	14,08	14,08
	Расходы по охране труда и технике безопасности	160,28	127,28	127,80
	Сертификация ЭЭ	112,96	0,0	0,0
	Расходы по внедрению стандартов качества	540,00	0,0	0,0
	Услуги банков (обслуживание счета)	33,10	145,45	33,10
	Услуги связи	176,44	249,48	176,44
	Страхование ОСАГО, КАСКО	4,49	10,51	4,49
	Расходы соц. характера из прибыли	10,08	20,00	10,08
1	Итого операционных расходов	28 153,86	19 989,14	17 021,32
1	Отчисления на социальные нужды	2 788,72	2 366,53	2 788,72
2	Амортизация основных средств	475,47	2 773,02	2 226,84
3	Услуги ФСК	6 037,93	6 641,65	6 641,65
4	Налоги и другие обязательные платежи и сборы:	94,73	516,66	515,58
	Налог на имущество	94,73	515,58	515,58
	Налог на землю	0,0	0,52	0,0
	Налог на пользователей дорог (транспортный налог)	0,0	0,56	0,0
5	Прибыль, налог на прибыль, выплаты из прибыли	0,0	50,00	50
	Налог на прибыль	0,0	50,00	50
	Подконтрольные расходы из прибыли (инвестиции)	0,0	0,0	0,0
6	Арендная плата	11 390,02	13 709,56	7 500,47
7	Расходы на обслуживание АИИС ТУЭ	11 000,00	11 000,00	11 000,00
8	Резерв по сомнительным долгам	0,0	20,02	0,0
9	Расходы по тех прису	0,0	0,0	0,0
10	Неподконтрольные расходы из прибыли	0,0	841,63	0,0
11	Итого неподконтрольных расходов	31 786,86	37 919,07	30 723,25
12	Корректировка на основе фактических данных	-11 895,34		
13	НВВ	48 045,38	57 908,21	47 744,56

V. Расчет необходимой валовой выручки на 2025 год

В соответствии пунктом 11 приказа ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей на i -й год долгосрочного периода регулирования (тыс. руб.) определяется по формуле 2:

$$НВВ_i^{\text{код}} = ПР_i + НР_i + В_i + У_i + d_i \times \Delta ЭП_i + НВВ_{i-2}^{\text{код}} \times КНК_i$$

5.1. Подконтрольные расходов

Уровень подконтрольных расходов на 2025 год подлежит корректировке на коэффициент индексации, учитывающий индексы инфляции, эффективности подконтрольных расходов, изменения количества активов.

Индекс роста потребительских цен

2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.
113,8 %	105,9 %	108,0 %	105,8 %	104,3 %

Индекс эффективности операционных расходов – 1%;

Среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, регулируемой организации:

Количество активов	у.е.	2023	2024	2025
		559,16	633,81	4 126,74

Коэффициент эластичности расходов по количеству активов – 75%;

Коэффициент индексации $K_{\text{инд}j}$ составил на 2025 год – 6,3246.

Подконтрольные расходы на 2025 год равны (тыс. руб.):

$$ПР_i = 28\,153,86 \times 6,3246 = 178\,061,89 \text{ тыс. руб.}$$

В соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования операционные расходы (базовый уровень операционных расходов), учитываемые при государственном регулировании цен (тарифов) в электроэнергетике, не должны превышать уровень таких расходов, определенный при соблюдении условия непревышения удельной величины операционных расходов (базового уровня операционных расходов) в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, над удельной величиной операционных (подконтрольных) расходов (базового уровня операционных (подконтрольных) расходов) территориальной сетевой организации, которая соответствует на очередной период регулирования критериям отнесения территориальной сетевой организации к крупнейшей территориальной сетевой организации в административных границах субъекта Российской Федерации, в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности в очередном периоде регулирования.

Крупнейшей территориальной сетевой организации на территории Кабардино-Балкарской Республики на 2025 год является филиал ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Каббалкэнерго», уровень операционных расходов которой в расчете на единицу количества активов на 2025 год составляет 33,54.

Уровень операционных расходов ООО «ПЭС» в расчете на единицу количества активов на 2025 год сложился в размере 43,15, таким образом, условие непревышения удельной величины

операционных расходов (базового уровня операционных расходов) в расчете на единицу количества активов ООО «ПЭС» над уровнем удельной величины операционных расходов в расчете на единицу количества активов крупнейшей территориальной сетевой организации не соблюдается.

При этом, согласно пункту 2 постановления Правительства РФ от 19.11.2024 № 1582 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178» при установлении на 2025 год цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям, для которых 2025 год является очередным годом долгосрочного периода регулирования, а удельная величина операционных (подконтрольных) расходов, определенных на 2025 год, в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности в 2025 году, превышает удельную величину операционных (подконтрольных) расходов крупнейшей территориальной сетевой организации в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности в 2025 году, то операционные (подконтрольные) расходы учитываются в размере не превышения удельной величины операционных (подконтрольных) расходов крупнейшей территориальной сетевой организации в расчете на единицу количества активов, увеличенном на величину, равную 50 процентам разницы между:

операционными (подконтрольными) расходами территориальной сетевой организации, определенными в соответствии с методическими указаниями, предусмотренными пунктами 32 или 38 Основ ценообразования;

операционными (подконтрольными) расходами территориальной сетевой организации, определенными при соблюдении условия не превышения удельной величины операционных (подконтрольных) расходов в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности в 2025 году, над удельной величиной операционных (подконтрольных) расходов (базового уровня операционных (подконтрольных) расходов) крупнейшей территориальной сетевой организации, в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности в 2025 году.

Таким образом, уровень операционных расходов ООО «ПЭС» на 2025 год Комитетом учитывается в размере:

$$33,54 * 4\ 126,74 + (43,15 - 33,54) * 50\% * 4\ 126,74 = 158\ 235,14 \text{ тыс. руб.}$$

5.2. Неподконтрольные расходы

Отчисления от заработной платы

Основанием включения данной статьи в расчет тарифов является статья 255 Налогового кодекса РФ, Федеральный закон от 24 июля 1998 года № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний», Федеральный закон от 24 июля 2009 года № 212 «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования».

Расходы приняты на уровне 30,4% от фонда оплаты труда на 2025 год:

$$58\ 018,13 \text{ тыс. руб.} * 30,4\% = 17\ 637,51 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизация основных средств

В соответствии с пунктом 27(1) Основ ценообразования расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяются в соответствии с

нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета, на уровне, равном сумме отношений стоимости амортизируемых основных средств и нематериальных активов регулируемой организации к сроку полезного использования таких активов, принадлежащих ей на праве собственности или на ином законном основании, применяемых в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии. При этом не учитываются обесценение основных средств, затраты на ремонт, техническое обслуживание и технический осмотр, а также амортизация прав пользования активами, отраженными в составе основных средств, которые предусмотрены нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

При расчете размера амортизации основных средств и нематериальных активов:

используются данные по фактически введенным в эксплуатацию объектам основных средств и принятым к бухгалтерскому учету нематериальным активам, принадлежащим территориальной сетевой организации на праве собственности или на ином законном основании и применяемым в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии, на последнюю отчетную дату, а также данные по объектам основных средств, планируемым к вводу до окончания текущего периода регулирования после отчетного периода, за который предоставлены фактические данные, в том числе в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой;

в отношении объектов основных средств, введенных в эксплуатацию до 1 января 2025 г., срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяются регулирующими органами в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»;

в отношении объектов основных средств, введенных в эксплуатацию с 1 января 2025 г., срок полезного использования активов принимается на основании данных бухгалтерского учета территориальной сетевой организации, но не ниже минимального срока полезного использования, предусмотренного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», в отношении соответствующей амортизационной группы.

Планируемая сумма амортизационных начислений определена органом регулирования исходя из первоначальной стоимости основных средств и максимального срока полезного использования объекта. Размер расходов определен в размере 3 436,49 тыс. руб. (расчет представлен в приложении).

Вместе с тем, согласно пункту 27(1) Основ ценообразования в отношении территориальных сетевых организаций, необходимая валовая выручка которых с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования не превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, при расчете на плановый период регулирования расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов учитываются в размере амортизационных отчислений, предусмотренных источником финансирования утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике инвестиционной программы на очередной период регулирования или проекта инвестиционной программы на очередной период регулирования, который в текущем периоде регулирования проходит рассмотрение (утверждение) в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ.

Приказом Министерства промышленности, энергетики и торговли Кабардино-Балкарской Республики от 28 апреля 2023 года № 118 для ООО «ПЭС» утверждена инвестиционная программа на 2023-2027 гг.

Согласно утвержденной инвестиционной программе, размер амортизационных

отчислений, предусмотренных источником финансирования на 2025 год, составил 2 240,00 тыс. руб. Учитывая, что за 3 последних периода регулирования НВВ ООО «ПЭС» не превысила 10 процентов суммарной НВВ территориальных сетевых организаций, размер амортизации основных средств на 2025 год Комитетом принимается в сумме 2 240,00 тыс. руб.

Плата за услуги ФСК

В соответствии с пунктом 1 ст. 9 ФЗ № 35 от 26.03.2003 «Об электроэнергетике» расходы по данной статье не подлежат учету.

Налог на имущество

В соответствии с главой 30 НК РФ объектами налогообложения по налогу на имущество для российских организаций признается недвижимое имущество.

В соответствии с налоговой декларацией за 2023 год сумма налога на недвижимое имущество составило 515,58 тыс. руб.

Предложение организации по налогу на имущество на 2025 год составило 773,63 тыс. руб., Комитетом предлагается к учету на 2025 год налог на имущество на уровне фактически сложившегося налога за 2023 год в размере 515,58 тыс. руб.

Налог на прибыль

В соответствии с пунктом 20 Основ ценообразования в необходимую валовую выручку включается величина исчисленного налога на прибыль организаций за налоговый период. Фактически исчисленный налог на прибыль организации за 2023 год составил 50,00 тыс. руб.

Прибыль на капитальные вложения

В соответствии с пунктом 19 Основ ценообразования расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя, в том числе, капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство. В соответствии с утвержденной инвестиционной программой в состав НВВ организации на 2025 год включаются расхода по данной статье в размере 2 357,00 тыс. руб.

Плата за негативное воздействие на ОС

Предложение организации 1 тыс. руб. Ввиду отсутствия подтверждающих документов данные расходы не подлежат учету.

Арендная плата

В соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования расходы на аренду помещений, аренду транспорта и аренду земельных участков определяются регулирующим органом в соответствии с пунктом 29, а расходы на аренду объектов электроэнергетики, иных объектов производственного назначения, в том числе машин и механизмов, которые участвуют в процессе снабжения электрической энергией потребителей, - исходя из величины амортизации, налога на имущество и других установленных законодательством Российской Федерации обязательных платежей, связанных с владением имуществом, переданным в аренду.

Фактические расходы организации по данной статье за 2023 год согласно представленной первичной документацией (счет-фактуры, акты выполненных работ, оборотно-сальдовые ведомости) составили:

Договор	Учтено в НВВ на 2023 год	Факт организации	Экономически обоснованный факт
Договор аренды электросетевого имущества с ООО «СПК-Строй» от 25.06.2015г. № 18/1-А2	3 350,00	3 350,00	0,00

Договор аренды электросетевого имущества ООО «Глобус» от 01.02.2017г. № 01-02/2017	2 083,62	3 000,00	1 544,07
Договор аренды недвижимого имущества, нах. в гос.собств от 15.04.2019г. (кабельные линии от ПС Восточная до дворца театров)	0,00	450,86	0,00
Аренда нежилых помещений у АО «ЭК Эталон»	310,00	310,00	310,00
ООО «Сатурн Майнинг» помещения в г.Нальчик № 01/12/2021 от 01.12.2021	644,60	646,40	646,40
Аренда электросетевого имущества ООО «Тплюс» № 01-12/2020 от 25.12.2020	5 000,00	5 000,00	5 000,00
Итого	11 390,02	12 757,27	7 500,47

Расходы на аренду помещений на 2025 год учтены в тарифной выручке в соответствии с договорами с ООО «Сатурн Майнинг» (помещения г. Нальчик), АО «ЭК Эталон» заключенными по результатам проведения торговых процедур.

Аренда электросетевого имущества ООО «Тплюс», ООО «Глобус», АО «ГЭС» принята исходя из представленных договоров на аренду имущества, с учетом информации о величине амортизации, налогов на имущество и землю и других обязательных платежей, связанных с владением имуществом арендодателем.

В виду отсутствия информации о размере амортизационных начислений (инвентарных карточек) по объектам электросетевого имущества ООО «СПК-Строй», расходы по аренде в НВВ организации на 2025 год не включаются.

Расходы на аренду ЭСИ по договору от 01.01.2024 г. № 01/02/2024 с Кармовой Ф.А. так же не учитываются в НВВ организации, в виду того, что арендодателем на имущество амортизация не начисляется.

Договор	Предложение ООО «ПЭС»	Сумма в договоре без НДС	Принято комитетом
Договор аренды электросетевого имущества с ООО «СПК-Строй» от 25.06.2015г. № 18/1-А2	3 350,00	3 350,00	0,00
Договор аренды электросетевого имущества ООО «Глобус» от 01.02.2017г. № 01-02/2017	3 000,00	3 000,00	1 544,07
Аренда нежилых помещений у АО «ЭК Эталон» № 10/2022 от 27.10.2022	341,78	310,00	310,00
ООО «Сатурн Майнинг» помещения в г. Нальчик № 01/12/2021 от 01.12.2021	773,52	646,40	646,40
Аренда электросетевого имущества ООО «Тплюс» № 01-12/2020 от 25.12.2020	5 000,00	5 000,00	4 459,19
Договор аренды от 01.01.2024 г. № 01/02/2024 с Кармовой Ф.А.	1 149,42	1 000,00	0,00
Договор аренды имущества от 22.07.2024 г. № 01/07-2024-АИ с АО «Городские электрические сети»	25 167,33	25 167,33	13 154,37
Договор аренды электросетевого оборудования от 07.08.2024 г. № 07/08-2024-КК ООО «СПК-Строй»	2 500,00	2 500,00	0,00
Итого	41 282,05	40 973,73	20 114,03

Обслуживание АИИС ТУЭ

Расходы включают: оперативный сбор данных с использованием АИИС ТУЭ, мониторинг объемов потребления электроэнергии с использованием АИИС ТУЭ и передача информации заказчику, проведение анализа потребления электроэнергии. Фактические расходы по данной статье за 2023 год согласно актам выполненных работ составили 11 000,00 тыс. руб.

Предложение организации на 2025 год по данной статье 24 750,00 тыс. руб.

В обоснование данной статьи затрат ООО «ПЭС» представлены договор № 01/11/2024 от 18.11.2024 и договор № 02/11/2024 от 19.11.2024 заключенные по результатам торгов. Сумма затрат по вышеуказанным договорам составляет 29 416,67 тыс. руб. (без НДС).

Учитывая, что в соответствии с позицией ФАС России, изложенном в акте проверки от

30.03.2023 № 16/23, составленном по результатам внеплановой документарной проверки Комитета, проведенной на основании приказа ФАС России от 13.03.2023 № 119/23 «О проведении внеплановой документарной проверки Государственного комитета Кабардино-Балкарской Республики по тарифам и жилищному надзору», в целях соблюдения баланса интересов потребителей и регулируемой организации органами регулирования не должны приниматься в расчет величины выше заявленных регулируемой организацией, в том числе с учетом экономической обоснованности затрат, расходы по данной статье затрат включаются в НВВ ООО «ПЭС» на 2025 год в размере 24 750,00 тыс. руб.

Всего неподконтрольные расходы включены в НВВ ООО «ПЭС» в размере 67 664,11 тыс. руб.

5.3. Корректировка необходимой валовой выручки

Расходы i -го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, определяются в соответствии с формулой (4) Приказа ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э:

$$B_i^{\text{инд}} = \Delta \text{ПР}_i + \Delta \text{НР}_i + \Delta Y_i + \Delta \text{НВВ}_i^{\text{сод}} + \text{ПО}_i, \quad (4)$$

Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности

В 2023 году в плане предусмотрены доходы от оказания услуг по передаче на уровне 59 468,75 тыс. руб.

Доходы организации за 2023 год составили 60 560,82 тыс. руб.

$\Delta \text{НВВ}_i$ - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности определяется по формуле:

$$\Delta \text{НВВ}_i = \text{НВВ}_{i-2} - \text{НВВ}_{i-2}^{\phi}$$

НВВ_{i-2} - необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная на год $i-2$;

НВВ_{i-2}^{ϕ} - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год $i-2$ (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год $i-2$ тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объемов оказанных услуг.

Расходы на передачу сетевой компании составляют 9 253,98 тыс. руб., расходы на оплату потерь 1 844,97 тыс. руб.

$$\text{НВВ}_{2023}^{\phi} = 60\,560,82 - 9\,253,98 = 51\,306,84 \text{ тыс. руб.}$$

Утвержденная необходимая валовая выручка на 2023 год составляет 50 275,67 тыс. руб. (с учетом расходов на покупку потерь)

Объем недополученной выручки в связи с изменением структуры полезного отпуска составляет:

$$\Delta \text{НВВ}_{2025} = 50\,275,67 - 51\,306,84 = -1\,031,17 \text{ тыс. руб.}$$

Корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов

Корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов не производится ввиду того, что 2023 год является первым годом долгосрочного периода регулирования.

Анализ неподконтрольных расходов

Ежегодно в течение долгосрочного периода регулирования регулирующими органами производится корректировка величины неподконтрольных расходов с учетом отклонения фактического уровня неподконтрольных расходов от установленного уровня в соответствии с методическими указаниями, утвержденными приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э по формуле № 7:

$$\Delta HP_i = HP_{i-2}^{расх.факт} - HP_{i-2}^{расх.план}$$

Плановый уровень неподконтрольных расходов на 2023 год, составляет 31 786,86 тыс. руб., фактические обоснованные расходы – 30 723,25 тыс. руб. Отклонение от плановых показателей составляет «минус» 1 063,62 тыс. руб. Отклонение неподконтрольных расходов:

	План	Факт	Эк.обосн.факт	Отклонение
Отчисления на социальные нужды	2 788,72	2 366,53	2 788,72	0,00
Амортизация основных средств	475,47	2 773,02	2 226,84	1 751,37
Услуги ФСК	6 037,93	6 641,65	6 641,65	420,85
Налог на имущество	94,73	515,58	515,58	603,72
Налог на прибыль	0,00	50,00	50,00	50,00
Арендная плата	11 390,02	13 709,56	7 500,47	-3 889,55
Расходы на обслуживание АИИС ТУЭ	11 000,00	11 000,00	11 000,00	0,00
Итого неподконтрольных расходов	31 786,86	37 056,34	30 723,25	-1 063,62

тыс. руб.

Корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию

В соответствии с методическими указаниями, утвержденными приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э, корректировку по потерям нужно производить в соответствии с формулой:

$$ПО_i = \min(P_{\phi i-2}; N_{i-2}^{уст} \times \mathcal{E}_{i-2}^{отт \phi}) \times ЦП_{i-2}^{\phi} - \mathcal{E}_{i-2}^{отт пл} \times N_{i-2}^{уст} \times ЦП_{i-2} \quad (9.9.)$$

Анализ расходов на покупку потерь ООО «ПЭС» за 2023 год

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Утверждено на 2023 год	Факт 2023 года	Отклонение
1	Отпуск в сеть	млн. кВт.ч.	36,71	41,43	4,72
2	Объемы потерь	млн. кВт.ч.	1,0471	0,8341	- 0,21
3	Тариф на покупку потерь	руб./МВт.ч.	2 130,03	2 253,46	123,43
4	Расходы на компенсацию потерь	тыс. руб.	2 230,29	1 879,51	- 350,78

Корректировка равна:

$$По_i = 0,8341 * 2\,253,46050 - 36,7130 * 2\,130,03 * 2,85\% = - 349,082 \text{ тыс. руб.}$$

Корректировка необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы

Корректировка необходимой валовой выручки на *i*-тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (*i*-1)-й год осуществляется в соответствии с методическими указаниями, утвержденными приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э:

$$B_i^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 \text{НР}_{i-2}^{\text{ИП}} \cdot \left(\frac{\text{ИП}_{i-2}^{\text{факт}}}{\text{ИП}_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2, \text{мес}}^{\text{коррИП}}$$

У организации имеется утвержденная инвестиционная программа 2023-2027 от 28.04.23 г. № 118 в соответствии с которой, финансирование проекта начинается с 2023 года, а исполнение мероприятий с 2025 года. Таким образом корректировка по данной статье составит 0,00 руб.

Таким образом, расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка, выявленных в том числе по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования определяются по формулам 3 и 4 Методических указаний № 98-э.

$$B_i = (B_i^{\text{инд}} + B_i^{\text{коррИП}}) \cdot (1 + I_{i-1}) \cdot (1 + I_i) + B_i^{\text{распред}}, \quad (3)$$

$$B_i^{\text{инд}} = \Delta \text{ПР}_i + \Delta \text{НР}_i + \Delta \text{У}_i + \Delta \text{НВВ}_i^{\text{сод}} + \text{ПО}_i, \quad (4)$$

тыс.руб.

№ п/п	Наименование статьи	Предложение Комитета	Предложение Комитета с учетом ИПЦ	Обозначения
	ИПЦ 2024	108,0		1+I _{i-1}
	ИПЦ 2025	105,8		1+I _i
1	Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности	-1 031,17	-1 178,261	ΔНВВ _i
2	Корректировка неподконтрольных расходов	-1 063,62	-1 215,332	ΔНР _i
3	Корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию	-349,08	-398,875	ПО _i
4	Корректировка неподконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов	0,00	0,00	ΔПР _i
5	Итого расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов			B_i^{инд}
6	Корректировка необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	0,00	0,00	B _i ^{корр.ИП}
7	Всего расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов	-2 443,87	-2 792,47	B_i

5.4. Показатели надежности и качества

В соответствии с пунктом 8 Основ ценообразования регулирующие органы ежегодно корректируют необходимую валовую выручку организации, осуществляющей регулируемую деятельность, в соответствии с методическими указаниями по применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов организации, осуществляющей регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров (услуг), утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой.

В соответствии с приказом Минэнерго России от 29.11.2016 г. № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций» (далее – Приказ № 1256) плановое значение показателя надежности и качества услуг считается достигнутым, если фактическое значение показателя за соответствующий расчетный период регулирования соответствует

плановому значению этого показателя с коэффициентом $1 + K$. K – коэффициент допустимого отклонения, равен 25%.

На основании представленной организацией информации наблюдается незначительное улучшение показателей надежности и качества электроснабжения, повышающий коэффициент КНК равен 0%.

5.5. Расчет расходов на содержание ООО «ПЭС» на 2025 год

Таким образом, в соответствии с формулой 2 Методических указаний № 98-э необходимая валовая выручка (без учета покупки потерь) на 2025 год равна:

№	Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
1	Подконтрольные расходы	158 235,14
2	Неподконтрольные расходы	67 664,11
4	Экономия расходов на оплату потерь электрической энергии	0
5	Корректировка по итогам 2023 года	-2 792,47
6	Показатели надежности и качества	0
8	Необходимая валовая выручка на 2025 год	223 106,78

VI. Расчет необходимой валовой выручки на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии

В соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций определяется в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования. Уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

На основании пункта 12 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям ООО «ПЭС» на 2025-2027 гг. устанавливается в размере 13,85 %.

В соответствии с пунктом 81 Основ ценообразования стоимость потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, включаемых в тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяется:

для субъектов Российской Федерации, расположенных в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, - на основании индикативных цен на электрическую энергию (мощность) для потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, установленных Федеральной антимонопольной службой для соответствующего субъекта Российской Федерации, а также с учетом доли, указанной в пункте 8 статьи 36 Федерального закона «Об электроэнергетике», по прогнозным рыночным ценам на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемым по субъектам Российской Федерации исходя из официально опубликованных советом рынка данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию, цен на электрическую энергию (мощность), а также регулируемых цен (тарифов), установленных для квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;

с учетом сбытовой надбавки и величины платы за услуги, оказание которых неразрывно связано с процессом снабжения потребителей электрической энергией и цены (тарифы) на которые подлежат государственному регулированию.

В соответствии с пунктом 8 статьи 36 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» с 1 января 2015 года субъектами оптового рынка - покупателями

электрической энергии (мощности), функционирующими в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, электрическая энергия (мощность) для обеспечения потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, покупается в следующих долях от указанного в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России на год, в котором осуществляются поставки электрической энергии (мощности), объема потребления электрической энергии каждым из таких покупателей электрической энергии (мощности), уменьшенного на объем потребления электрической энергии (мощности) населением и (или) приравненными к нему категориями потребителей, указанный в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России на год, в котором осуществляются поставки электрической энергии (мощности):

с 1 января 2025 года по 31 декабря 2025 года - 90 процентов.

Необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии в i -м году долгосрочного периода регулирования определяется по формуле 11 Методических указаний:

$$HBV_i^{\text{пот}} = ЦП_i \times П_i^{\text{пл}} + (1 - d_i) \times \Delta ЭП_i$$

где $ЦП_i$ – прогнозная цена (тариф) покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i (2025 год), учитываемая при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяемая в соответствии с пунктом 81 Основ ценообразования;

$П_i^{\text{пл}}$ – объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях территориальной сетевой организации, определенный на i -й год (2025 год) долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования;

$\Delta ЭП_i$ – экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2) или 34(3) Основ ценообразования;

d_i – доля $\Delta ЭП_i$, которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1.

Исходные данные для расчета необходимой валовой выручки в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год

Показатель	Единица измерения	1 полугодие 2025	2 полугодие 2025
прогнозная цена (тариф) покупки потерь электрической энергии (без НДС)	руб/кВт.ч	3,05524	3,66300
сбытовая надбавка	руб/кВт.ч	0,81846	1 119,37
платы за услуги, оказание которых неразрывно связано с процессом снабжения потребителей электрической энергией	руб/кВт.ч	0,00481	0,00511
цена на электрическую энергию (мощность) с учетом «Либерализации»	руб/кВт.ч	2,23197	2,53852
объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в соответствии со сводным прогнозным балансом на 2025 год	млн.кВт.ч	7,5964	7,9163
необходимая валовая выручка в части оплаты потерь	тыс. руб.	23 208,83	28 997,43

Экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов $\Delta \Pi_i$, и доля $\Delta \Pi_i$ (d_i) принимаются Комитетом в размере 0 тыс. руб.

Таким образом, необходимая валовая выручка организации в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии в 2025 году, определенная по формуле 11 Методических указаний № 98-э, составит 52 206,26 тыс. руб.

VII. Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями Кабардино-Балкарской Республики (тарифы указываются без НДС) на 2025 год

Наименование сетевых организаций ¹	1 полугодие			2 полугодие		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч		руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	
1	2	3	4	5	6	7
Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» «Каббалкэнерго» - ООО «Промэлектросеть»	1 330 868,42	491,667	2,75136	1 330 868,42	588,723	2,95275

Заместитель председателя



А.С. Гукешев

Штатные эксперты:

Начальник отдела ценообразования
в электроэнергетике



А.А. Гузов

Консультант отдела ценообразования
в электроэнергетике

А.Х. Тарашев

¹ Первой указывается территориальная сетевая организация, оплачивающая услуги по передаче электрической энергии по сетям указываемой второй территориальной сетевой организации.

Приложение к экспертному заключению по делу:
О корректировке необходимой валовой выручки и
установлению тарифов на услуги по передаче
электрической энергии по электрическим сетям
ООО «Промэлектросеть» на 2025 год

Амортизационные отчисления на восстановление основных производственных фондов за 2025 год

тыс. руб.

Наименование объектов основных средств	Инвентарный номер	Срок полезного использования	Амортизационная группа	Дата ввода в эксплуатацию	На начало года			Комитет	На конец года		
					Первоначальная стоимость	Амортизация (износ)	Остаточная стоимость		Первоначальная стоимость	Амортизация (износ)	Остаточная стоимость
Электрические сети	00-000002	180	V	31.07.2018	883,30	472,47	410,83	58,89	883,30	531,36	351,94
Трансформаторная подстанция	00-000003	240	V	31.07.2018	160,70	61,87	98,83	8,04	160,70	69,91	90,80
Генератор бензиновый DENZEL	00-000005	60	III	04.10.2019	48,30	48,30	0,00	0,00	48,30	48,30	0,00
Ноутбук ASUS TUF	00-000004	30	II	03.06.2019	46,70	46,70	0,00	0,00	46,70	46,70	0,00
ВЛ-10кВ от ПС «Терскол» до РТП-1 на поле «Азау» ВЛ- 10кВ от РТП-1 до 1 металлической опоры у станции Азау	00-000006	180	VI	29.06.2020	3 723,40	2 358,15	1 365,25	248,23	3 723,40	2 606,38	1 117,02
А/м LADA NIVA 21230-A2-000 г/н O087KB07	00-000007	60	II	02.03.2021	671,60	503,60	168,00	134,30	671,60	637,90	33,70
Система учета электроэнергии АСКУЭ в точках поставки от Ф-259 Ф-260 п. Терскол, Эльбрусский район	00-000008	120	IV	28.04.2021	306,60	134,32	172,28	30,66	306,60	164,98	141,62
Счетчик-измеритель показателей качества электроэнергии Ф-260	00-000009	144	VI	16.11.2021	110,60	28,40	82,20	9,20	110,60	37,60	73,00
Счетчик-измеритель показателей качества электроэнергии Ф-259	00-000010	144	VI	16.11.2021	61,40	15,70	45,70	5,10	61,40	20,80	40,60
КТП наружной установки КТПН 1000/6-10/0,4 УХЛ1 с силовым трансформатором ТМ 1000/10/0,4	00-000011	240	VII	21.10.2022	650,00	70,40	579,60	32,50	650,00	102,90	547,10
СКТП 63/10 с трансформатором ТМ63/10	00-000012	240	VII	21.10.2022	230,00	24,90	205,10	11,50	230,00	36,40	193,60
КТП наружной установки КТПН 1000/6-10/10/0,4 УХЛ1 с силовым трансформатором ТМ 1000/10/0,4	00-000013	240	VII	24.10.2022	1 105,90	119,80	986,10	55,30	1 105,90	175,10	930,80

КТП наружной установки КТПН 1000/6-10/10/0,4 УХЛ1 с силовым трансформатором ТМ 1000/10/0,4	00-000014	240	VII	24.10.2022	1 283,50	139,10	1 144,40	64,20	1 283,50	203,30	1 080,20
КТП наружной установки КТПН 1000/6-10/10/0,4 УХЛ1 с силовым трансформатором ТМ 1000/10/0,4	00-000015	240	VII	24.10.2022	1 105,90	119,80	986,10	55,30	1 105,90	175,10	930,80
КТП наружной установки КТПН-НА 250-630/6-10,04УХЛ с силовым трансформатором ТМГ21-630/10-У1	00-000016	240	VII	24.10.2022	902,60	97,76	804,84	45,13	902,60	142,89	759,71
Силовой трансформатор ТМГ- 630/10/0,4	00-000017	240	VII	24.10.2022	720,00	78,00	642,00	36,00	720,00	114,00	606,00
КТП-Т-КК-1000-10/0,4 У1 с силовым трансформатором ТМГ-1000-10/0,4 Д/У	00-000018	240	VII	24.10.2022	1 338,00	145,00	1 193,00	66,90	1 338,00	211,90	1 126,10
Кабельная линия - 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ до Административного здания, 94 м	00-000019	180	VI	21.10.2022	120,00	17,30	102,70	8,00	120,00	25,30	94,70
Кабельная линия - 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ до Наружное освещение по периметру участка, 385 м	00-000020	180	VI	21.10.2022	560,00	80,80	479,20	37,30	560,00	118,10	441,90
Кабельная линия - 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ до Наружное освещение подьездной дороги, 399 м	00-000021	180	VI	21.10.2022	500,00	72,20	427,80	33,30	500,00	105,50	394,50
Кабельная линия - 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ до Наружное освещение подьездной дороги, 946 м	00-000022	180	VI	21.10.2022	850,00	122,80	727,20	56,70	850,00	179,50	670,50
Кабельная линия - 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ до Склада № 1, 215 м	00-000023	180	VI	21.10.2022	350,00	50,50	299,50	23,30	350,00	73,80	276,20
Кабельная линия - 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ до Склада № 2, 295 м	00-000024	180	VI	21.10.2022	400,00	57,80	342,20	26,70	400,00	84,50	315,50
Кабельная линия - 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ до Склада № 3, 77 м	00-000025	180	VI	21.10.2022	100,00	14,50	85,50	6,70	100,00	21,20	78,80
Кабельная линия - 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ до Склада № 4, 140 м	00-000026	180	VI	21.10.2022	250,00	36,20	213,80	16,70	250,00	52,90	197,10
Кабельная линия - 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ до Склада № 5, 140 м	00-000027	180	VI	21.10.2022	250,00	36,20	213,80	16,70	250,00	52,90	197,10
Кабельная линия - 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ до Хозяйственного блока, 65 м	00-000028	180	VI	21.10.2022	100,00	14,50	85,50	6,70	100,00	21,20	78,80

Кабельная линия - 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ до Шлагбаума, Электромеханический дорожный блокиратор, 944м	00-000029	180	VI	21.10.2022	820,00	118,50	701,50	54,70	820,00	173,20	646,80
ЛЭП 10кВ	00-000030	180	VI	21.10.2022	1 277,20	184,40	1 092,80	85,10	1 277,20	269,50	1 007,70
Две кабельные линии к ТП-78 "Прогресс"	00-000031	180	VI	21.10.2022	1 600,00	231,20	1 368,80	106,70	1 600,00	337,90	1 262,10
Кабельная линия к линейному сооружению	00-000032	180	VI	21.10.2022	2 500,00	361,20	2 138,80	166,70	2 500,00	527,90	1 972,10
Кабельная линия к ТП-845	00-000033	180	VI	21.10.2022	1 100,00	158,60	941,40	73,20	1 100,00	231,80	868,20
Кабельная линия к ТП-935	00-000034	180	VI	21.10.2022	1 700,00	245,50	1 454,50	113,30	1 700,00	358,80	1 341,20
Линейное сооружение	00-000035	240	VII	21.10.2022	1 872,00	202,80	1 669,20	93,60	1 872,00	296,40	1 575,60
ТП-24 со встроенным ТП 845	00-000036	240	VII	21.10.2022	2 722,00	294,90	2 427,10	136,10	2 722,00	431,00	2 291,00
Трансформаторная подстанция-78 (для комплекса жилых домов)	00-000037	240	VII	21.10.2022	1 072,00	116,10	955,90	53,60	1 072,00	169,70	902,30
Трансформаторная подстанция-935 (сооружение электроэнергетики)	00-000038	240	VII	21.10.2022	2 022,00	219,10	1 802,90	101,10	2 022,00	320,20	1 701,80
Земельный участок площадью 83 кв. м	00-000039			21.10.2022	522,00	0,00	522,00	522,00	522,00	522,00	522,00
ВЛ 10кВ к КТП-630/10/0,4 (Ф-589 ПС "Проходная-2") (6,0м)	00-000040	180	VI	21.02.2023	151,40	18,49	132,91	10,09	151,40	28,59	122,81
Кабельные линии АВБ6Шв от ТП-847 (кол-во 43 шт, длина 8,973 км)	00-000041	180	VI	15.02.2023	852,40	104,13	748,27	56,83	852,40	160,95	691,45
Кабельные линии АВБ6Шв от ТП-935 (кол-во 12 шт, длина 2,744 км)	00-000042	180	VI	15.02.2023	260,70	31,88	228,82	17,38	260,70	49,26	211,44
Кабельные линии АВБ6Шв от ТП-845 (кол-во 6 шт, длина 1,120 км)	00-000044	180	VI	15.02.2023	106,40	12,99	93,41	7,09	106,40	20,09	86,31
Кабельная линия - 0,4 кВ от ТП-1 Ф-589 ПС "Проходная II" до ВРУ-0,4 кВ Склада №4	00-000045	180	VI	30.04.2023	872,30	96,95	775,35	58,15	872,30	155,11	717,19
Кабельная линия - 0,4 кВ от КТП-630/10/0,4 (Ф-589 ПС "Проходная-2")	00-000046	180	VI	30.04.2023	132,20	14,71	117,49	8,81	132,20	23,53	108,67
Трёхфазная группа трансформаторов напряжения 3хЗНОЛП-НТЗ-10-07-10000:100:100-0,5/3-150/400 УХЛ2	00-000047	60	II	31.07.2023	69,20	19,64	49,56	13,84	69,20	33,48	35,72
КТП 400 кВА/6/0,4 кВ (ТП № 9/636) с силовым трансформатором типа ТМГ-400 кВА/6/0,4 кВ	00-000048	240	VII	17.08.2023	222,00	14,80	207,20	11,10	222,00	25,90	196,10

Воздушная линия электропередачи напряжением 0,38 кВ, протяженностью 12700 м (130 опор ВЛ 0,38кВ)	00-000049	180	VI	17.08.2023	422,00	37,83	384,17	28,13	422,00	65,97	356,03
ТП (г. Майский) мощность 630 кВА ТМ-630/10	00-000118	240	VII	21.08.2024	1 559,37	25,99	1 533,38	77,97	1 559,37	103,96	1 455,41
ТП (г. Прохладный) мощность 630 кВА ТМ-630/10	00-000119	240	VII	21.08.2024	1 559,37	25,99	1 533,38	77,97	1 559,37	103,96	1 455,41
Трансформаторная подстанция ТП-2, мощность 630 кВА, ТМФ-630/10	00-000127	240	VII	21.08.2024	1 141,93	19,03	1 122,89	57,10	1 141,93	76,13	1 065,80
Трансформаторная подстанция ТП-3, мощность 630 кВА, ТМФ-630/10	00-000128	240	VII	21.08.2024	1 141,93	19,03	1 122,89	57,10	1 141,93	76,13	1 065,80
ТП-74 (г. Прохладный) мощность 630 кВА ТР-53-630	00-000122	240	VII	21.08.2024	944,16	15,74	928,43	47,21	944,16	62,94	881,22
ТП-74 (г. Прохладный) мощность 560 кВА ТСМ-560/10	00-000121	240	VII	21.08.2024	839,25	13,99	825,27	41,96	839,25	55,95	783,30
ТП-101 (г. Прохладный) мощность 400 кВА ТМ-400/10-75У1	00-000120	240	VII	21.08.2024	599,47	9,99	589,48	29,97	599,47	39,96	559,50
КЛ-10 кВ (г. Прохладный) напряжение 10 кВ ААБл-3х120	00-000104	180	VI	21.08.2024	490,00	10,89	479,11	32,67	490,00	43,56	446,44
КЛ-0,4 кВ (г. Прохладный) напряжение 0,4 кВ АПВБГ-3х70+1х35	00-000064	180	VI	21.08.2024	353,60	7,86	345,74	23,57	353,60	31,43	322,17
КЛ-10 кВ 300 м, марка, сечение АСБ-3х70	00-000106	180	VI	21.08.2024	340,56	7,57	332,99	22,70	340,56	30,27	310,29
Трансформаторная подстанция ТМ-1000 заводской номер 700562	00-000125	240	VII	21.08.2024	300,00	5,00	295,00	15,00	300,00	20,00	280,00
Трансформаторная подстанция ТМВМ-1000/10 заводской номер 701210	00-000126	240	VII	21.08.2024	300,00	5,00	295,00	15,00	300,00	20,00	280,00
Сооружение Сети электрооснабжения №2	00-000131	180	VI	21.08.2024	278,21	6,18	272,03	18,55	278,21	24,73	253,48
Сооружение Сети электрооснабжения №1	00-000130	180	VI	21.08.2024	253,99	5,64	248,34	16,93	253,99	22,58	231,41
Сооружение Сети электрооснабжения №4	00-000133	180	VI	21.08.2024	247,78	5,51	242,28	16,52	247,78	22,03	225,76
КЛ-10 кВ, марка, сечение АСБ-3х50, 200м	00-000112	180	VI	21.08.2024	189,20	4,20	185,00	12,61	189,20	16,82	172,38
ТП-9 1*63 кВа ТМГ-63/10 зав.№9365	00-000123	240	VII	21.08.2024	157,50	2,63	154,88	7,88	157,50	10,50	147,00
ЛЭП ВЛ-10 кВ, АС-50 (1950м)	00-000113	180	VI	21.08.2024	156,78	3,48	153,30	10,45	156,78	13,94	142,84
Сооружение Сети электрооснабжения №3	00-000132	180	VI	21.08.2024	155,63	3,46	152,17	10,38	155,63	13,83	141,80

ТП-96 (г. Прохладный) мощность 100 кВА ТМ-100/10-66	00-000124	240	VII	21.08.2024	149,87	2,50	147,37	7,49	149,87	9,99	139,88
КЛ-10 кВ, марка, сечение АСБ-3х50, 150м	00-000111	180	VI	21.08.2024	141,90	3,15	138,75	9,46	141,90	12,61	129,29
Трансформаторная подстанция ТП-969 10/0,4 кВ 2х630 кВА с двумя силовыми трансформаторами по 630 кВА	00-000129	240	VII	21.08.2024	80,00	1,33	78,67	4,00	80,00	5,33	74,67
КЛ-10 кВ (г. Прохладный) напряжение 10 кВ АСБ-3х70	00-000105	180	VI	21.08.2024	56,76	1,26	55,50	3,78	56,76	5,05	51,71
2 КЛ-10 кВ, марка и сечение кабеля: АБЛ-3х185, протяженность: L=1300м	00-000056	180	VI	21.08.2024	50,00	1,11	48,89	3,33	50,00	4,44	45,56
2 КЛ-10 кВ, марка и сечение кабеля: АБЛ-3х185, протяженность: L=1300м	00-000057	180	VI	21.08.2024	50,00	1,11	48,89	3,33	50,00	4,44	45,56
КЛ-0,4 кВ (г. Прохладный) напряжение 0,4 кВ АВВГ - 3х35+1х16	00-000061	180	VI	21.08.2024	40,27	0,89	39,38	2,68	40,27	3,58	36,69
ИТОГО								3 436,49			