

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по делу:

**О КОРРЕКТИРОВКЕ НЕОБХОДИМОЙ ВАЛОВОЙ ВЫРУЧКИ И
УСТАНОВЛЕНИЮ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ
АО «ГОРОДСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ» НА 2024 ГОД**

Нальчик – 2023

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 2024 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 АО «Городские электрические сети» (далее – АО «ГЭС») за 2021-2022 годы.

Наименование и реквизиты регулируемой организации: Открытое акционерное общество «Городские электрические сети» - юридическое лицо, созданное путем реорганизации унитарного муниципального предприятия «Городские электрические сети» в форме преобразования в соответствии с постановлением главы местной Администрации города Прохладного № 960 от 16 августа 2010 года ОАО «Городские электрические сети» является полным правопреемником МУП «Городские электрические сети», согласно постановления главы местной Администрации города Прохладного № 960 от 16 августа 2010 года. В связи с принятием Федерального закона от 5 мая 2014 года №99-ФЗ «О внесении

изменений в главу 4 части первой Гражданского кодекса Российской Федерации и о признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации», внесением изменений в учредительные документы Общества, Открытое акционерное общество «Городские электрические сети» (ОАО «ГЭС») 15 июля 2016 года переименовано в Акционерное общество «Городские электрические сети» (АО «ГЭС»). Учредителем Общества является Администрация городского округа Прохладный КБР.

Виды деятельности:

- распределение электроэнергии;
- деятельность по обеспечению работоспособности электрических сетей;
- производство электромонтажных работ;
- предоставление услуг по монтажу, ремонту и техническому обслуживанию электрической распределительной и регулирующей аппаратуры;
- техническое обслуживание, ремонт (монтаж) и наладка ранее введенных и вводимых в эксплуатацию электрических сетей (включая в себя комплекс операций по восстановлению и поддержанию работоспособности и исправности электрических сетей и их составных частей при использовании их по назначению);
- иные виды хозяйственной и коммерческой деятельности, не запрещенные действующим законодательством и не противоречащие целям деятельности Общества.

Сведения об утвержденных инвестиционных и производственных программах:

Инвестиционная программа АО «ГЭС» на период 2021-2025 годов утверждена приказом Минпромторга КБР от 30 октября 2020 года № 212 «Об утверждении инвестиционной программы АО «Городские электрические сети» г. Прохладный на 2021-2025 гг.».

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.

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 2023 год:

№ п/п	Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	Диапазоны напряжения				
			Всего	ВН	СН-I	СН-II	НН
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Прочие потребители (тарифы указываются без учета НДС)		с 01.12.2022 г. по 31.12.2023 г.				
1.1	Двухставочный тариф						
1.1.1	- 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
1.1.2	- ставка на оплату технологического расхода (потери) в электрических сетях	руб./МВт·ч	х	179,90	229,88	464,77	678,00
1.2	Одноставочный тариф		х	2,62613	2,81907	3,40972	4,38136

Метод регулирования тарифов:

При расчете НВВ по отношению к организации применяется метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Организация находится в долгосрочном периоде регулирования 2021-2025 гг.

Информация о применяемых при расчете тарифов индексах:

При расчете тарифов применяются индексы инфляции в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов, одобренного Министерством экономического развития РФ от 22 сентября 2023 года:

Базовый вариант	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	факт	факт	факт	Прогноз		
Показатели инфляции: потребительские цены (ИПЦ) в среднем за год, %	103,4	106,7	113,8	105,8	107,2	104,2

При расчете уровня подконтрольных расходов АО «ГЭС» применяются также:

Показатель	Значение
Индекс эффективности подконтрольных расходов, рассчитан в соответствии с Приказом ФСТ России от 18.03.2015 № 421-г	3%
Количество активов 2023 года	3 302,75
Количество активов 2024 года	3 345,38
Коэффициент эластичности затрат по росту активов	0,750

Сведения о ведении раздельного учета:

АО «ГЭС» ведет раздельный учет затрат на услуги по передаче и осуществление технологического присоединения.

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 Общества требованиям Министерства энергетики

**Критерии отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства
к территориальным сетевым организациям**

№	Показатели	Единица измерения	Период регулирования				
			2021	2022	2023	2024	2025
1	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 30 МВА.	МВА	39,18	39,18	39,18	39,18	39,18
2	Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании линиями электропередачи, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 50 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжения:	ВН					
		СН1					
		СН2	155,911	157,511	157,511	157,511	157,511
		НН	286,53	286,63	286,63	286,63	286,63
3	Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению, с указанием номера телефона	да/нет	да 8(800)70 08627	да 8(800)70 08627	да 8(800)70 08627	да 8(800)70 08627	да 8(800)70 08627
4	Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», с указанием ссылки на сайт	да/нет	да оао- ges.ru	да оао- ges.ru	да оао- ges.ru	да оао- ges.ru	да оао- ges.ru

III. Анализ финансового состояния АО «ГЭС» за 2021-2022 годы

Основной целью данного анализа является получение объективной оценки платежеспособности, финансовой устойчивости, деловой и инвестиционной активности, эффективности деятельности АО «ГЭС». Нормативным основанием данного анализа является пункт 23 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике». Также экспертами рассматривалось качественное структурно-динамическое состояние баланса АО «ГЭС».

Показатель	Техника расчета	2021 год	2022 год	Описание значения показателя
I. Общие показатели				
K1. Среднемесячная выручка	Валовая выручка: Количество месяцев в периоде	17 199,08	17 264,33	
K2. Доля денежных средств в выручке	Денежные средства в выручке: Валовая выручка	100,00	100,00	
K3. Среднесписочная численность		98,00	94,00	
II. Показатели платежеспособности и финансовой устойчивости				
K4. Общая степень платежеспособности	(Долгосрочные обязательства+краткосрочные обязательства)/ K1	4,71	5,24	Повышение показателя платежеспособности организации свидетельствует об увеличении заемных средств при небольшом увеличении валовой выручки.

К5. Коэффициент задолженности по кредитам банков и займам	(Долгосрчные займы+краткосрочные займы)/К1	0,00	0,00	Задолженности по кредитам и займам нет.
К6. Коэффициент задолженности другим предприятиям	«поставщики и подрядчики» + «векселя к уплате» + «задолженность перед дочерними и зависимыми обществами» + «авансы полученные»+ «прочие кредиторы»/ К1	4,71	4,04	Используемые строки баланса функционально относятся к обязательствам перед прямыми кредиторами, контрагентами. Показатель высокий, что говорит о высоком уровне задолженности другим предприятиям. По сравнению с 2021 годом показатель снижается.
К7. Коэффициент задолженности фискальной системе	«задолженность перед государственными внебюджетными фондами» и «задолженность перед бюджетом» /К1	1,19	1,05	Задолженность бюджету и внебюджетным фондам находится на среднем уровне. Наблюдается уменьшение показателя по предприятию в 2022 году по сравнению с аналогичным показателем 2021 года.
К8. Коэффициент внутреннего долга	«задолженность перед персоналом организации», «задолженность участникам (учредителям) по выплате доходов», «доходы будущих периодов», «резервы предстоящих расходов», «прочие краткосрочные обязательства» / К1	0,13	0,14	Задолженность перед персоналом на конец 2022 года низкая. Находится на уровне 2021 года.
К9.Степень платежеспособности по текущим обязательствам	Краткосрочные обязательства / К1	4,71	5,24	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, которую организация сможет обеспечить, направив более 5 месячной выручки. Наблюдается повышение показателя в 2022 году.
К10. Коэффициент покрытия текущих обязательств оборотными средствами	оборотные активы / текущие обязательства организации	1,33	1,12	Коэффициент 1,12 свидетельствует о невысоком уровне платежных возможностей предприятия. В 2022 году показатель снижается.
К11. Собственный капитал в обороте	Собственный капитал – Внеоборотные активы	25 201,00	4 609,00	Все внеоборотные средства организации, а также часть оборотных активов сформированы за счет собственных средств (источников). Показатель характеризует низкую степень зависимости от внешних кредиторов. Наблюдается резкое уменьшение показателя.
К12. Доля собственного капитала в оборотных средствах	собственные средства в обороте / оборотные средства	0,23	0,05	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. Полученный результат показывает, что только 5 % оборотных средств сформированы за счет собственного капитала.

K13. Коэффициент автономии	собственный капитал / активы	0,59	0,59	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. 59,0 % активов покрываются за счет собственных средств. Показатель достаточно высокий. Общепринятое нормальное значение коэффициента автономии в российской практике: 0,5 и более (оптимальное 0,6-0,7). В мировой практике считается минимально допустимым до 30-40% собственного капитала.
III. Показатели эффективности использования оборотного капитала (деловой активности), доходности и финансового результата (рентабельности)				
K14. Коэффициент обеспеченности оборотными средствами	Оборотные активы/K1	6,28	5,90	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 исчислить скорость оборота оборотных средств предприятия в разах за анализируемый период и в днях. В 2022 году оборачиваемость оборотных средств в производстве снизилась по сравнению с показателем 2021 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.
K15. Коэффициент оборотных средств в производстве	запасы с учетом НДС/K1	0,76	0,76	Коэффициент оборотных средств в производстве характеризует оборачиваемость товарно-материальных запасов организации.
K16. Коэффициент оборотных средств в расчетах	оборотные средства за вычетом оборотных средств в производстве/ K1	5,52	5,14	Коэффициент определяет скорость обращения оборотных активов организации, не участвующих в непосредственном производстве.
K17. Рентабельность оборотного капитала	прибыль, остающаяся в распоряжении организации после уплаты налогов и всех отчислений / оборотные средства	0,16	0,06	Данный показатель отражает эффективность использования оборотного капитала организации. Он определяет, сколько рублей прибыли приходится на один рубль, вложенный в оборотные активы.
K18. Рентабельность продаж	Валовая прибыль/выручка	0,38	0,34	Определяет, сколько рублей прибыли (убытка), полученной организацией в результате реализации электроэнергии (прочих товаров и услуг), приходится на один рубль выручки.
K19. Среднемесячная выработка на одного работника	K1 / K3	175,50	183,66	Показатель определяет эффективность использования трудовых ресурсов организации и уровень производительности труда. В 2022 году эффективность использования трудовых ресурсов выросла. На 1 рубль затрат на оплату труда предприятие стало получать на 8,16 тыс. руб. больше, чем в прошлом году.
IV. Показатели эффективности использования внеоборотного капитала и инвестиционной активности организации				

K20. Фондоотдача	K1 / внеоборотный капитал	0,18	0,13	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 загруженность 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.
K21. 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.

IV. Экспертиза технико-экономических показателей

Долгосрочные параметры регулирования тарифов 2021-2025 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 (Psaiff)	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети (P _{тпр})
	тыс. руб.	%	%	%			
2021	59 839,98	3,0%	75,0%	15,50	0,952	1,593	1
2022	x	3,0%	75,0%	x	0,938	1,316	1
2023	x	3,0%	75,0%	x	0,924	1,087	1
2024	x	3,0%	75,0%	x	0,910	0,898	1
2025	x	3,0%	75,0%	x	0,896	0,742	1

Параметры объема услуг (натуральные показатели: производство, отпуск, потери, собственные нужды и иные показатели) на 2024 год:

Показатель	факт 2020	факт 2021	факт 2022	отклонение факт 2022/2021	план 2023	план 2024	отклонение план 2024/2023
Поступление в сеть млн. кВт.ч.	88,91	89,77	90,34	0,57	89,77	90,34	0,57
Потери электроэнергии млн. кВт.ч.	15,88	16,37	15,49	-0,88	13,91	14,00	0,09
Удельные потери электроэнергии, %	17,86	18,24	17,15	-1,09	15,50	15,50	0,00
Полезный отпуск потребителям, млн. кВт.ч.	73,03	73,39	74,84	1,45	75,86	76,34	0,48

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. Полезный отпуск электроэнергии потребителям за 2022 год составил 74,84 млн. кВт.ч., что на 1,45 млн. кВт.ч. больше объема реализации 2021 года. Объем потерь в сетях в 2022 году снизился на 0,88 млн. кВт.ч. Плановый объем поступления в сети на 2024 год принят на уровне предложения организации и составил 90,34 млн. кВт*ч. Уровень потерь на 2024 год, предлагаемый Комитетом, соответствует долгосрочным параметрам регулирования на 2021-2025 гг., составляет:

$$90,34 \text{ млн. кВт.ч.} * 15,50\% = 14,00 \text{ млн.кВт.ч.}$$

Сравнительный анализ динамики показателей финансово-хозяйственной деятельности филиала, тыс. руб.:

Показатель	Факт 2020 года	Факт 2021 года	Факт 2022 года	Экономически обоснованный факт по данным Комитета 2022 года	Отклонение (2022-2021)
Выручка от передачи электрической энергии	186 175,30	205 699,70	206 481,60	214 118,32	7 636,72
Расходы на содержание сетей	99 551,77	128 084,87	123 797,73	137 007,71	13 209,98
Расходы на покупку потерь	27 532,99	35 815,30	32 846,19	27 272,92	- 5 573,27
Расходы на передачу вышестоящей сетевой компании	44 223,19	41 831,20	49 837,70	49 837,70	0,00
Финансовый результат	14 867,35	-31,67	- 0,02		

В 2021 году выручка по основной деятельности увеличивается относительно 2020 года, в 2022 году общая выручка по регулируемой деятельности увеличилась на 781,90 тыс. руб. относительно 2021 года. Вместе с тем, также ежегодно растут расходы на содержание сетей и на покупку потерь.

Фактические и плановые расходы филиала по статьям затрат представлены в таблице

Наименование показателя	Утверждено на 2022 год	Факт 2022 (ГЭС)	Факт 2022 (Комитет)
Подконтрольные расходы	60 543,86	64 924,38	60 543,86
Отчисления на социальные нужды	9 844,58	11 413,20	9 844,58
Амортизация основных средств	9 044,80	9 048,44	7 561,46
Налог на имущество	1 325,43	1 917,76	1 917,76
Налог на землю	29,66	7,04	7,04
Налог на пользователей дорог (транспортный налог)	36,56	30,97	30,97
Услуги ФСК	4 507,49	4 194,59	4 194,59
Налог на прибыль	3 663,79	2 793,80	2 061,77
Неподконтрольные расходы из прибыли (инвестиции)	9 410,40	7 530,50	1 973,44

Технологическое присоединение до 15 кВт	3 763,26	6 278,82	4 623,18
Технологическое присоединение от 15 до 150 кВт			
Резерв на отпуска	0,00	3 198,23	0,00
Расходы на комплексное обслуживание потребителей (АИИСТУЭ)	12 646,38	12 460,00	12 460,00
Итого неподконтрольных расходов	54 272,34	58 873,35	44 674,79
Корректировка на основе фактических данных i-2 года	-547,37	0,00	0,00
Корректировка по доведению валовой выручки до необходимой в соответствии с постановлением Правительства РФ от 30.04.2018 № 534	-20 074,43	1 592,68	0,00
Доведение валовой выручки до необходимой в соответствии с постановлением Правительства РФ от 30.04.2018 № 534	29 470,78	0,00	0,00
Итого НВВ	123 665,18	123 797,73	105 218,66

V. Расчет необходимой валовой выручки на 2024 год:

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

$$НВВ_i^{cod} = ПР_i + НР_i + B_i + Y_i + d_i \times \Delta ЭП_i + НВВ_{i-2}^{cod} \times КНК_i$$

5.1. Подконтрольные расходы

Уровень подконтрольных расходов на 2024 год подлежит корректировке на коэффициент индексации, учитывающий индексы инфляции, эффективности подконтрольных расходов, изменения количества активов.

Индекс роста потребительских цен

Базовый вариант	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	факт	факт	факт	Прогноз		
Показатели инфляции: потребительские цены (ИПЦ) в среднем за год, %	103,4	106,7	113,8	105,8	107,2	104,2

Индекс эффективности операционных расходов – 3%.

Количество активов учтено в соответствии с пунктом 11 Методических указаний № 98-э согласно которому, среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к активам и объектам электросетевого хозяйства, в том числе вводимым в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой, определяемое без учета месяца ввода в эксплуатацию, планируемых к эксплуатации в соответствующем году долгосрочного периода регулирования, а при наличии известных фактических значений используется фактическое среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц на соответствующий год долгосрочного периода регулирования, который определяется с учетом фактического объема активов и объектов электросетевого хозяйства, участвующих в регулируемой деятельности, без учета месяца ввода в эксплуатацию, в том числе в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой:

Количество активов	у.е.	2021	2022	2023	2024	2025
		3 309,67	3 289,05	3 302,76	3 326,44	3 345,38

Коэффициент эластичности расходов по количеству активов – 75%.

Коэффициент индексации

2022	2023	2024
1,0987	1,0295	1,0454

Подконтрольные расходы на 2024 год равны (тыс. руб.):

$$PR_i = 59\,839,98 \times 1,0987 \times 1,0295 \times 1,0454 = 70\,758,68 \text{ тыс. руб.}$$

5.2. Неподконтрольные расходы:

Предложение организации – 73 110,01 тыс. руб.

Предложение Комитета – 53 569,23 тыс. руб.

Отчисления от заработной платы

Предложение организации – 12 431,61 тыс. руб.

Предложение Комитета – 11 505,53 тыс. руб.

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 2024 год:

$$37\,847,13 \text{ тыс. руб.} \times 30,4\% = 11\,505,53 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизация основных средств

Предложение организации – 9 068,65 тыс. руб.

Предложение Комитета – 8 364,80 тыс. руб.

В соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденное постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 (далее – Основы ценообразования), расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов для расчета регулируемых цен (тарифов) определяются в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. При расчете налога на прибыль организаций сумма амортизации основных средств определяется в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации.

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 на уровне, равном сумме отношений стоимости амортизируемых 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 (объектов электросетевого хозяйства и объектов производственного назначения, в том числе машин и механизмов).

При расчете экономически обоснованного размера амортизации на плановый период регулирования срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определялось регулирующим органом 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».

Расходы на амортизацию являются источником финансирования мероприятий утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы.

Наименование объекта основных средств	2022 год				2023 год		2024 год	
	Стоимость на начало	Увеличение стоимости	Амортизация (износ)	Остаточная стоимость	Амортизация (износ)	Остаточная стоимость	Амортизация (износ)	Остаточная стоимость
АСКУЭ	11 402,43	7 463,00	1 864,02	17 001,40	2 411,42	14 589,98	2 302,57	12 287,41
Здания	11 268,85	0,00	330,14	10 938,71	329,89	10 608,82	329,89	10 278,94
Инвентарь производственный	48,00	0,00	21,90	26,10	21,90	4,21	4,21	0,00
Линии воздушные 0,4 кВ	40 769,86	5 728,08	1 723,54	44 774,39	1 757,71	43 016,69	1 757,71	41 258,98
Линии воздушные 10 кВ	321,02	0,00	52,59	268,43	52,59	215,84	52,59	163,25
Линии воздушные уличного освещения	63,76	0,00	4,08	59,68	4,08	55,60	4,08	51,52
Линии кабельные 0,4 кВ	381,44	0,00	22,86	358,58	22,66	335,92	22,66	313,25
Линии кабельные 10 кВ	12 980,86	2 510,83	536,54	14 955,15	593,85	14 361,30	593,85	13 767,45
Линии кабельные уличного освещения	32,59	0,00	1,55	31,04	1,55	29,50	1,55	27,95
Оборудование рабочее	11 419,50	0,00	1 488,68	9 930,82	1 488,68	8 442,13	1 451,86	6 990,27
Оборудование силовое	1 410,10	0,00	142,35	1 267,75	142,35	1 125,41	142,35	983,06
Оборудование ТП	13 966,16	7 390,25	1 248,57	20 107,83	1 586,68	18 521,15	1 580,20	16 940,94
Ограждения	96,49	0,00	26,64	69,85	26,64	43,21	23,29	19,92
Резерв	84,14	0,00	10,43	73,71	10,43	63,28	10,43	52,85
Транспортные средства	2 337,85	0,00	87,57	2 250,28	87,57	2 162,71	87,57	2 075,14
Итого	106 583,05	23 092,15	7 561,46	122 113,74	8 538,00	113 575,74	8 364,80	105 210,94

Налог на имущество

Предложение организации – 2 827,59 тыс. руб.

Предложение Комитета – 2 167,04 тыс. руб.

В соответствии с главой 30 НК РФ объектами налогообложения по налогу на имущество для российских организаций признается недвижимое имущество. Налог на имущество рассчитан исходя из среднегодовой остаточной стоимости имущества, без учета вводимых на 2023 и 2024 годы основных средств (в соответствии с позицией ФАС России) и налоговых ставок на 2024 год.

Прогнозная остаточная стоимость недвижимого имущества на начало 2024 года составляет 101 841,28 тыс. руб., на конец 2024 года – 95 162,47 тыс. руб., среднегодовая стоимость равна 98 501,87 тыс. руб. Налог на имущество учтен в размере:

$$98\,501,87 * 2,2\% = 2\,167,04 \text{ тыс. руб.}$$

Земельный налог

Предложение организации – 7,04 тыс. руб.

Предложение Комитета – 7,04 тыс. руб.;

Земельный налог на 2024 год учтен Комитетом в соответствии с представленной налоговой декларацией за 2022 год в размере 7,04 тыс. руб.

Транспортный налог

Предложение организации – 30,97 тыс. руб.

Предложение Комитета – 30,97 тыс. руб.;

Транспортный налог на 2024 год учтен Комитетом в соответствии с представленной налоговой декларацией за 2022 год в размере 30,97 тыс. руб.

Оплата услуг ФСК

Предложение организации – 4 250,40 тыс. руб.

Предложение Комитета – 4 470,19 тыс. руб.

Рассчитана на основании объемов поступления в сеть и тарифов на передачу для ПАО «ФСК ЕЭС» на 2024 год:

Месяц	Заявленная мощность, МВт	Тариф, руб./МВт	Стоимость услуг по передаче, тыс. руб.	Фактический объем отпуска э/э, МВт*ч.	Технологические потери э/энергии, %	Технологические потери э/энергии, МВт*ч	Тариф, руб./МВт*ч	Стоимость технологических потерь э/э, тыс. руб.	Итого стоимость услуг по передаче э/э по ЕНЭС, тыс. руб.
Январь	2,1210	100 545,81	213,258	1 075,06	4,31	43,540	3 042,34	140,97	354,22
Февраль	2,1210	100 545,81	213,258	1 044,13	4,31	42,287	3 042,34	136,91	350,17
Март	2,1210	100 545,81	213,258	1 220,54	4,31	49,432	3 042,34	160,04	373,30
Апрель	2,1210	100 545,81	213,258	879,01	4,31	35,600	3 042,34	115,26	328,52
Май	2,1210	100 545,81	213,258	1 221,21	4,31	49,459	3 042,34	160,13	373,39
Июнь	2,1210	100 545,81	213,258	1 049,78	4,31	42,516	3 042,34	137,65	350,91
Июль	2,1210	111 103,12	235,650	1 207,52	4,31	48,905	3 042,34	158,34	393,99
Август	2,1210	111 103,12	235,650	1 230,41	4,31	49,832	3 042,34	161,34	396,99
Сентябрь	2,1210	111 103,12	235,650	1 031,62	4,31	41,781	3 042,34	135,27	370,92
Октябрь	2,1210	111 103,12	235,650	1 195,14	4,31	48,403	3 042,34	156,71	392,36
Ноябрь	2,1210	111 103,12	235,650	1 139,35	4,31	46,143	3 042,34	149,40	385,05
Декабрь	2,1210	111 103,12	235,650	1 256,28	4,31	50,879	3 042,34	164,73	400,38
Итого:			2 693,444	13 550,047		548,777		1 776,746	4 470,191

Налог на прибыль

Предложение организации – 2 793,80 тыс. руб.

Предложение Комитета – 2 061,77 тыс. руб.;

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 АО «ГЭС» за 2022 год составил 2 061,77 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы из прибыли

Предложение организации – 9 662,35 тыс. руб.

Предложение Комитета – 8 376,67 тыс. руб.;

Принято в соответствии с утвержденной инвестиционной программой на 2024 год, с учетом не превышения 12% от необходимой валовой выручки регулируемой организации в соответствии с пунктом 11 Методических указаний № 98-э.

Расходы по технологическому присоединению

Предложение организации – 6 278,82 тыс. руб.

Предложение Комитета – 4 793,49 тыс. руб.

Расчет выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям (расходы сетевой организации, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение), которые подлежат компенсации за счет тарифов на услуги по передаче электрической энергии, осуществлен в соответствии с Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденных приказом ФСТ России от 11 сентября 2014 № 215-э/1.

Расчет произведен в рамках утверждения стандартизированных тарифных ставок, формул платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям сетевых организаций на территории Кабардино-Балкарской Республики на 2024 год.

Регистрация прав собственности

Предложение организации – 5 412,00 тыс. руб.

Предложение Комитета – 0,00 тыс. руб.

При корректировке НВВ организации на 2023 год Комитетом были учтены расходы по данной статье. При этом, в соответствии с предписанием ФАС России расходы, учтенные на 2023 год по данной статье, были исключены из НВВ организации на 2023 год.

Письмом вх. №37-4222 от 15.12.2023 АО «ГЭС» направило в Комитет информацию о фактически понесенных расходах на регистрацию прав собственности в размере 4 840 тыс. руб.

Вместе с тем, в соответствии с абзацем 2 пункта 9 Методических указаний № 98-э регулирующим органом ежегодно производится корректировка необходимой валовой выручки, устанавливаемой на очередной финансовый год, с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от планировавшихся значений параметров расчета тарифов, корректировки планируемых значений параметров расчета тарифов

Таким образом, расходы по фактическим результатам деятельности организации в 2023 году могут быть учтены Комитетом при тарифном регулировании на 2025 год.

Расходы на комплексное обслуживание АИИСТУЭ

Предложение организации – 13 045,62 тыс. руб.

Предложение Комитета – 11 791,73 тыс. руб.

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. Расходы по данной статье учтены органом регулирования на основании договора № 03/12/2023-ОК от 06.12.2023 заключенного по результатам торгов на 2024 год.

Услуги по дополнительному выпуску акций

Предложение организации – 769,60 тыс. руб.

Предложение Комитета – 0,00 тыс. руб.

В соответствии с Определением Судебной коллегии по административным делам Верховного суда РФ по делу 21-АПГ18-1 от 12 апреля 2018 года и Определением Судебной коллегии по административным делам ВС РФ по делу 21-АПА19-2 от 30 мая 2019 года расходы, обусловленные организационно-правовой формой организации, непосредственно на регулируемую деятельность не влияют. В связи с вышеизложенным, Комитет не включает указанные расходы в состав необходимой валовой выручки.

Так же, в составе неподконтрольных расходов на 2024 год организация заявила расходы по статьям: «Резерв на отпуска» - 3 407,80 тыс. руб., «Затраты на безопасность и антитеррористическую защищенность» - 3 123,76 тыс. руб.

Вместе с тем, по данным статьям затрат в материалах тарифного дела не представлены обосновывающие документы, так же у организации отсутствуют фактически понесенные расходы за предыдущие периоды регулирования по данным статьям расходов.

5.3 Корректировка

Предложение организации – «плюс» 2 079,97 тыс. руб.

Предложение Комитета – «плюс» 9 246,26 тыс. руб.

В соответствии с пунктом 7 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29 декабря 2011 года № 1178, при установлении регулируемых цен (тарифов) регулирующие органы принимают меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Расходы i -го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), рассчитаны по формуле:

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

где $B_i^{\text{инд}}$ 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:

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

$\Delta \text{ПР}_{2024}$ - корректировка неподконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов

Предложение организации – 5 898,03 тыс. руб.

Предложение Комитета – 5 200,29 тыс. руб.

$$\Delta ПР_i = ПР_{i-3} \times (K_{инд\phi i-2}^{\phi} - K_{инд i-2})$$

$$K_{инд\phi 2022} = 1,0987$$

$$K_{инд i-2} = 1,0118$$

$$ПР_{2021} = 59\,839,983$$

$$\Delta ПР_{2024} = 59\,839,983 \times (1,0987 - 1,0118) = 5\,200,29 \text{ тыс. руб.}$$

$\Delta НР_{2023}$ - корректировка по неподконтрольным расходам

Корректировка величины неподконтрольных расходов с учетом отклонения фактического уровня неподконтрольных расходов от установленного уровня произведена в соответствии с формулой 7 Методических указаний № 98-э:

$$\Delta НР_i = НР_{i-2}^{расх. факт} - НР_{i-2}^{расх. план}$$

Плановый уровень неподконтрольных расходов на 2022 год, за исключением затрат по инвестпрограмме, а также на установку приборов учета, составляет 34 019,40 тыс. руб., фактические обоснованные расходы – 32 482,23 тыс. руб. Отклонение от плановых показателей составляет «минус» 1 537,17 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы	план 2022	факт 2022	отклонение
Отчисления на социальные нужды	9 844,58	9 844,58	0,00
Налог на имущество	1 325,43	1 917,76	592,33
Налог на землю	29,66	7,04	-22,62
Налог на пользователей дорог (транспортный налог)	36,56	30,97	-5,59
Услуги ФСК	4 507,49	4 194,59	-312,90
Налог на прибыль	3 663,79	2 061,77	-1 602,02
Расходы на комплексное обслуживание потребителей	12 646,38	12 460,00	-186,38
Итого неподконтрольных расходов	32 053,89	30 516,71	-1 537,17

$\Delta НВВ_{2024}^{сол}$ - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от регулируемой деятельности

Предложение организации – «минус» 1 542,18 тыс. руб.

Предложение Комитета – 5 961,54 тыс. руб.

В 2022 году в плане предусмотрены доходы от оказания услуг по передаче на уровне 209 214,18 тыс. руб. Фактически оказано услуг по передаче электрической энергии на сумму 206 481,60 тыс. руб.

$\Delta НВВ_i$ - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности определяется по формуле:

$$\Delta НВВ_i = НВВ_{i-2} - НВВ_{i-2}^{\phi}$$

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

HBB_{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 49 837,70 тыс. руб., расходы на оплату нормативных потерь 27 272,92 тыс. руб.

Утвержденная необходимая валовая выручка на 2022 год составляет 162 345,25 тыс. руб. (с учетом покупки потерь).

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

$$\Delta HBB_{2024} = 162\,345,25 - 156\,653,71 = 5\,691,54 \text{ тыс. руб.}$$

ПО₂₀₂₄ - корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э корректировка по потерям производится по формуле:

$$ПО_i = (\mathcal{E}_{i-2}^{отп.ф} - \mathcal{E}_{i-2}^{отп}) \times ЦП_{i-2}^{\phi} * \alpha_{i-2} + \mathcal{E}_{i-2}^{отп} * (ЦП_{i-2}^{\phi} - ЦП_{i-2}) * \alpha_{i-2}$$

Анализ расходов на покупку потерь АО «ГЭС» за 2022 год

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Нормативные потери, 2022 год		
			Утверждено	Факт	Отклонение (гр.5-гр.4)
1	2	3	4	5	6
1	Отпуск в сеть (покупка)	тыс.кВт.ч.	88,90	90,342	1,45
2	Объемы нормативных потерь	тыс.кВт.ч.	13,7787	15,6571	1,88
3	Тариф на покупку потерь	руб./кВт.ч.	2 124,2957	2 097,85168	- 26,44
4	Расходы на компенсацию нормативных потерь	тыс.руб.	29 270,09	32 846,19	3 576,10

Фактические потери	15,6571
Нормативный % от фактического отпуска в сеть	14,0030
min	14,0030

Корректировка равна:

$$ПО_{2024} = 14,003 * 2\,097,852 - 88,90 * 2\,124,2957 * 15,5\% = 106,17 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, корректировка на 2024 год, связанная с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего 2022 года равна:

$$B_{2024}^{инд} = 5\,200,29 + (-1\,537,17) + 5\,961,54 + 106,17 = 9\,460,82 \text{ тыс. руб.}$$

$B_{2024}^{коррИП}$ - корректировка 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 формулой 9 Методических указаний №98-э:

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

В соответствии с пунктом 11 Методических указаний № 98-э корректировка необходимой валовой выручки на i -тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на $(i-1)$ -й год (не применяется при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии в 2022 и 2023 годах за неисполнение инвестиционной программы в 2022 году, с последующим учетом такой корректировки на 2025 год.

Таким образом, общий объем корректировки необходимой валовой выручки 2024 года равен:

$$B_{2024} = 9\,460,82 * 1,058 * 1,072 = 10\,730,24 \text{ тыс. руб.}$$

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.

Пунктом 11 Методических указаний № 98-э установлено, что при определении необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей по формулам 1 и 2 Методических указаний рассчитывается понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i ($КНК_i$), определяемый в процентах в соответствии с Методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26 декабря 2010 г. № 254-э/1.

Расчет понижающих (повышающих) коэффициентов производится по формуле 1 приказа ФСТ РФ от 26 октября 2010 года № 254-э/1:

$$КНК_i = K_{об_i} * П_{кор_i}$$

где $K_{об_i}$ – обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в году i , используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых, который определяется в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными приказом Минэнерго России от 29.06.2010 № 296 (утратил силу, со 02.04.2017 действуют Методические указания по расчету уровня надежности и

качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания № 1256));

$P_{кор_i}$ – максимальный процент корректировки, определяемый с 2013 года в размере 2%.

Предложение организации на 2024 год по определению понижающего (повышающего) коэффициента 2024 год не заявлялось.

АО «ГЭС» находится в долгосрочном периоде регулирования 2021-2025 годов, таким образом при расчете понижающего (повышающего) коэффициента на 2024 год ($i = 2024$ год) значение обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций, долгосрочные периоды регулирования которых начались с 2018 года $K_{об_i}$, рассчитывается по формуле 22 Методических указаний № 1256:

$$K_{об} = \alpha_1 * K_{над1} + \alpha_2 * K_{над2} + \beta_1 * K_{кач1} + \beta_2 * K_{кач3}$$

где α_1 и α_2 , β_1 и β_2 – коэффициенты значимости показателей и надежности и качества оказываемых услуг: $\alpha_1 = 0,30$ и $\alpha_2 = 0,30$, $\beta_1 = 0,30$ и $\beta_2 = 0,30$;

$K_{над1}$ и $K_{над2}$ – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг;

$K_{кач1}$ – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг;

$K_{кач3}$ – показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 15.04.2014 № 186.

В соответствии с пунктом 4.2.7 плановое значение показателя уровня надежности оказываемых услуг ($P_{t.saidi}^{пл}$ и $P_{t.saifi}^{пл}$) считается достигнутым территориальной сетевой организацией по результатам расчетного периода регулирования, если фактическое значение показателя за соответствующий расчетный период регулирования соответствует плановому значению этого показателя с коэффициентами $(1 + K_m)$ и $(1 - K_{1m})$:

$$P_{t.saidi}^{пл} \times (1 - K_{1m}) < P_{t.saidi} < P_{t.saidi}^{пл} \times (1 + K_m)$$

$$P_{t.saifi}^{пл} \times (1 - K_{1m}) < P_{t.saifi} < P_{t.saifi}^{пл} \times (1 + K_m)$$

где $P_{t.saidi}$, $P_{t.saifi}$ – фактические значения соответствующих показателей за соответствующий расчетный период регулирования.

K_m, K_{1m} – коэффициенты допустимого отклонения фактических значений показателей надежности от плановых для m -й группы территориальных сетевых организаций установленные уполномоченным федеральным органом исполнительной власти Российской Федерации в сфере электроэнергетики в соответствии с требованиями нормативных правовых актов Российской Федерации.

Согласно представленным организацией формам отчетности по показателям надежности и качества предоставляемых услуг в соответствии с приложениями № 1, 3, 4 и 8 Методических указаний № 1256, фактическое значение показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки АО «ГЭС» $P_{t.saidi}$ в 2022 году составило 1,9705, фактическое значение показателя средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки АО «ГЭС» $P_{t.saifi}$ в 2022 году составило 2,1074.

Плановые значения показателя уровня надежности оказываемых услуг организации ($P_{t.saidi}^{пл}$ и $P_{t.sai fi}^{пл}$), являющиеся долгосрочными параметрами регулирования, на 2022 год установлены приказом ГКЭТиЖН КБР от 29.12.2020 № 98 в размере 0,938 и 1,316 соответственно.

Коэффициенты допустимого отклонения фактических значений показателей надежности от плановых (K_m и $K1_m$), определенные в соответствии с приказом Минэнерго России от 18.10.2017 № 976, по показателям уровня надежности оказываемых услуг P_{saidi} и $P_{sai fi}$ по АО «ГЭС» в 2022 году составили 0,3 и 0,3 соответственно.

Таким образом, организацией в 2022 году не достигнута плановое значение показателя уровня надежности оказываемых услуг, так как с учетом фактических и плановых значений показателей надежности оказываемых услуг АО «ГЭС» в 2022 году не соблюдается условие достижения плановых значений показателей надежности оказываемых услуг в соответствии с пунктом 4.2.7 Методических указаний № 1256:

$$0,938 \times (1 - 0,3) < 1,9705 > 0,938 \times (1 + 0,3) \\ 0,6566 < 1,9705 > 1,2194$$

$$1,316 \times (1 - 0,3) < 2,1074 > 1,316 \times (1 + 0,3) \\ 0,9212 < 2,1074 > 1,7108$$

В соответствии с пунктом 5.1.5 Методических указаний № 1256 если для сетевых организаций, чей долгосрочный период регулирования начался в период с 2018 года до 2023 года включительно, плановое значение P_{saidi} не достигнуто, то $K_{над1} = -1$. Если плановое значение $P_{sai fi}$ не достигнуто, то $K_{над2} = -1$.

Плановое значение показателя уровня качества оказываемых услуг (показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети $P_{тпр}$), являющийся долгосрочным параметром регулирования, на 2022 год установлен приказом ГКЭТиЖН КБР от 29.12.2020 № 98 в размере 1. Согласно представленным АО «ГЭС» формам отчетности по показателям надежности и качества предоставляемых услуг в соответствии с приложениями № 1, 3, 4 и 8 Методических указаний № 1256, фактическое значение показателя уровня качества осуществляемого технологического присоединения $P_{тпр}$ в 2022 году составило 1,00. В соответствии с пунктом 3.3.1.4 Методических указаний № 1256 значение показателя уровня качества осуществляемого технологического присоединения, равное единице ($P_{тпр} = 1$), является неухудшаемым значением. Пунктом 5.1.5 Методических указаний № 1256 если плановое значение $P_{тпр}$ для территориальных сетевых организаций достигнуто, то $K_{кач1} = 0$.

В пункте 5.1.4 Методических указаний № 1256 указано, что показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций считается достигнутым $K_{кач3} = 0$ в случае исполнения сетевыми организациями требований приказа Минэнерго России от 15.04.2014 № 186, в том числе исполнения сетевыми организациями требований по своевременному, полному и достоверному раскрытию информации в соответствии с Приложением 1 и 7 приказа Минэнерго России от 15.04.2014 № 186. В противном случае показатель считается не достигнутым $K_{кач3} = -1$.

Экспертами Комитета был проведен анализ исполнения АО «ГЭС» требований по своевременному, полному и достоверному раскрытию информации в соответствии с Приложением 1 и 7 приказа Минэнерго России от 15.04.2014 № 186, по результатам которого определено, что организацией показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций достигнут, соответственно $K_{кач3} = 0$.

Исходя из вышеизложенного, значение обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг для АО «ГЭС», долгосрочные периоды регулирования которого начались с 2018 года (в 2018 и в 2023 годах) $K_{об,i}$, рассчитанное по формуле 22 Методических указаний № 1256, составило «минус» 0,70.

Показатели	Величина
$\alpha 1$	0,30
$K_{над1}$	-1
$\alpha 2$	0,30
$K_{над2}$	-1
$\beta 1$	0,3
$K_{кач1}$	0
$\beta 2$	0,1
$K_{кач3}$	0
$K_{об}$	-0,60

$$K_{об} = 0,30 * (-1) + 0,3 * (-1) + 0,3 * 0 + 0,1 * (0) = -0,60$$

Таким образом, понижающий коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i , определенный в соответствии с формулой 1 приказа ФСТ РФ от 26 октября 2010 года № 254-э/1 и учитываемый при определении необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей по формуле 2 Методических указаний № 98-э, составил «минус» 0,012.

$$КНК_i = (-0,60) * 2\% = -0,012$$

В соответствии с формулой 2 Методических указаний № 98-э, корректировка необходимой валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i (2024 год), предусмотренная пунктом 8 Основ ценообразования, определяется с учетом необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей, установленной на год $i-2$ (2022 год) $НВВ_{i-2}^{сод}$, которая составляла

123 665,18 тыс. руб. Величина корректировки необходимой валовой выручки сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году i , определенная в соответствии с формулой 2 Методических указаний № 98-э, составит «минус» 1 483,98 тыс. руб.

$$НВВ_{i-2}^{сод} \times КНК_i = 123\,665,18 \times (-0,012) = -1\,483,98 \text{ тыс. руб.}$$

5.5. Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии

Определяется в соответствии с пунктом 34(2) Основ ценообразования № 1178:

$$Эдпр = \max(0; N \times WOC - Пф) \times ЦП$$

В связи с превышением фактических объемов потерь над плановыми экономия расходов на оплату потерь не достигнута.

5.6. Расчет расходов на содержание АО «ГЭС» на 2024 год

Таким образом, в соответствии с формулой 2 Методических указаний № 98-э необходимая валовая выручка (без учета покупки потерь) на 2024 год равна:

№	Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
1	Подконтрольные расходы	70 758,68
2	Неподконтрольные расходы	53 569,23
3	Экономия расходов на оплату потерь электрической энергии	0
4	Корректировка по итогам 2022 года	10 730,24
5	Показатели надежности и качества	- 1 483,98
6	Необходимая валовая выручка на 2024 год	133 574,16

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.

Приказом Комитета от 29.12.2020 № 98 уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, являющийся долгосрочным параметром регулирования, установлен для АО «ГЭС» на первый год долгосрочного периода регулирования 2021-2025 годов в размере 15,50 %.

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 2015 года по 31 декабря 2024 года - 100 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:

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

где $ЦП_i$ – прогнозная цена (тариф) покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i (2024 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;

$\Pi_i^{\text{пл}}$ – объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях территориальной сетевой организации, определенный на i -й год (2024 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 2024 год

Показатель	ед.измер	1 полугодие 2024	2 полугодие 2024
прогнозная цена (тариф) покупки потерь электрической энергии (без НДС)	руб/кВт.ч	2,08734	2,93658
сбытовая надбавка	руб/кВт.ч	0,27338	0,81846
инфраструктура	руб/кВт.ч	0,00430	0,00481
индикативная цена на электрическую энергию (мощность)	руб/кВт.ч	1,80966	2,11330
объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в соответствии со сводным прогнозным балансом на 2024 год	млн.кВт.ч	6,84630	7,15640
необходимая валовая выручка в части оплаты потерь	тыс. руб.	14 290,57	21 015,31

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 $\Delta ЭП_i$, и доля $\Delta ЭП_i$ (d_i) принимаются Комитетом в размере 0 тыс. руб.

Таким образом, необходимая валовая выручка организации в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии в 2024 году, определенная по формуле 11 Методических указаний № 98-э, составит 35 305,88 тыс. руб.

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

Предложение регулирующего органа по установлению (изменению) экономически обоснованного уровня цен (тарифов) и (или) их предельных уровней

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
Одноставочный 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
Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	х	2,86511	3,07561	3,72001	4,78007

Заместитель председателя



А.С. Гукешев

Штатные эксперты:

Начальник отдела ценообразования
в электроэнергетике



А. Гузов

Консультант отдела ценообразования
в электроэнергетике

А. Тарашев