

**Региональная энергетическая комиссия
Кузбасса**

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

**по материалам, представленным ПАО «Россети
Сибири» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527) для
определения величины необходимой валовой выручки
и уровня тарифов на услуги по передаче электрической
энергии на потребительский рынок на 2025 год**

КЕМЕРОВО

2024 год

Оглавление

Нормативно-методическая основа проведения анализа материалов.....	4
Общая характеристика предприятия	6
Оценка достоверности данных, в предложениях об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней.....	6
Анализ соответствия расчёта тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов и (или) их предельных уровней ..	7
Анализ соответствия филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – региональные электрические сети» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184, на 2025 год.....	8
Заключение по объему условных единиц электросетевого оборудования филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – региональные электрические сети» на 2025 год.....	10
Оценка финансового состояния организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (по общепринятым показателям).....	19
Баланс электрической энергии ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» на 2025 год.....	20
Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов из себестоимости	31
Подконтрольные расходы.....	32
Неподконтрольные расходы	40
Расходы на оплату услуг по передаче электроэнергии по магистральным сетям (ПАО «ФСК ЕЭС»).....	41
Расходы на теплоэнергию.....	44
Плата за аренду имущества и лизинг	45
Налоги.....	49
Земельный налог	49
Налог на имущество	49
Прочие налоги и сборы	51
Отчисления на страховые нужды.....	52
Налог на прибыль	53
Выпадающие доходы по п. 87 Основ ценообразования	53
Амортизация	72
Прочие неподконтрольные расходы.....	74
Корректировка НВВ по итогам предыдущих периодов регулирования	86
Расчет корректировки подконтрольных расходов	89
Расчет корректировки неподконтрольных расходов	89
Расчет корректировка Полезного отпуска	90
Расчет корректировки необходимой валовой выручки	91
Расходы, связанным с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемым в плату за технологическое присоединение и не учтенным в инвестиционной программе за 2023 год.....	96
Расчет корректировки инвестиционной программы.....	98

Расходы предыдущих периодов (Убытки прошлых лет (СКЭК, судебное решение по делу За-358/2023)).....	140
Расходы предыдущих периодов (Убытки прошлых лет (Кузбассэнергосеть, судебное решение, дело За-201/2023)).....	145
Расходы предыдущих периодов (% по заемным средствам, в части БАМ 2).....	149
Расходы предыдущих периодов ($B_i^{\text{распред}}$).....	168
Расчёт коэффициента, корректирующего необходимую валовую выручку с учётом надёжности и качества	170
Заключение об экономической обоснованности фактических расходов филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» на обеспечение коммерческого учета электроэнергии за 2023 год, не относящихся к капитальным вложениям (ДУ).....	172
Заклучение об обоснованности расходов филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС», понесенных в 2023 году для компенсации расходов на оплату потерь электроэнергии в сетях АО УК «Кузбассразрезуголь»	183
Комплексный анализ размера экономии средств на оплату потерь ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС», предназначенных для компенсации потерь электрической энергии за 2023 год	184
Расходы (НВВ) на оплату потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям	197
Расчетная предпринимательская прибыль	215
Заклучение:	217

Нормативно-методическая основа проведения анализа материалов

Настоящее экспертное заключение выполнено по материалам, представленным ПАО «Россети Сибири» - «Кузбассэнерго – РЭС», ИНН 2460069527, в РЭК Кузбасса для установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год.

Эксперты руководствовались следующими нормативно-правовыми документами:

- Конституция Российской Федерации;
- Гражданский кодекс Российской Федерации (далее - ГК РФ);
- Налоговый кодекс Российской Федерации (далее - НК РФ);
- Трудовой Кодекс Российской Федерации (далее - ТК РФ);
- Федеральный закон от 17.08.1995 № 147-ФЗ «О естественных монополиях»;
- Федеральный закон от 18.07.2011 №223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц»;
- Федеральный Закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Постановление Правительства РФ от 6.07.1998 №700 «О введении раздельного учета затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике»;
- Приказ Минэнерго РФ от 13.12.2011 № 585 «Об утверждении Порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям»;
- Приказ ФСТ России от 06.08.2004 №20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке»;
- Приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э «Об утверждении методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки»;
- Приказ ФАС России от 22.07.2024 № 489/24 «Об утверждении Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, и формы решения органа исполнительной

власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов»;

- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 № 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».

- Приказ ФСТ России от 26.10.2010 № 254-э/1 «Об утверждении Методических указаний 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»;

- Приказ ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям»;

- Прочие законы и подзаконные акты, методические разработки и подходы, действующие в отношении сферы и предмета государственного регулирования тарифов на продукцию (услуги) в электроэнергетической отрасли.

Вся нормативно – методическая документация используется в редакции, действующей на момент проведения экспертизы.

Общая характеристика предприятия

ПАО «Россети Сибири» - «Кузбассэнерго – РЭС», ИНН 2460069527 оказывает услуги по передаче электрической энергии. Согласно представленным на 2025 год в таблицах П 2.1 и П 2.2 (Приказ ФСТ России от 06.08.2004 №20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке») ПАО «Россети Сибири» - «Кузбассэнерго – РЭС» заявляет объём воздушных, кабельных линий электропередач, подстанций и прочего оборудования электросетевого хозяйства в размере 137 908 у.е., представив обоснования на 107 682,56 у. е.

ПАО «Россети Сибири» - «Кузбассэнерго – РЭС» предложение о размере цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии опубликовано на сайте: <https://www.rosseti-sib.ru/raskritie-informatsii/raskrytie-informatsii-setevoy-organizatsii/predlozhenie-razmera-tsen-tarifov-dolgosrochnykh-parametrov-regulirovaniya/>.

Заявление об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год письмом от 26.04.2024 № 3017.

Оценка достоверности данных, в предложениях об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней.

Экспертами рассматривались и принимались во внимание все представленные документы, имеющие значение для составления доказательного экспертного заключения. При этом эксперты исходили из того, что представленная Предприятием информация является достоверной. Ответственность за достоверность информации несет руководитель предприятия.

Проделанная в процессе проведения экспертизы работа не означает проведения полной и всеобъемлющей аудиторской проверки финансово-хозяйственной деятельности предприятия и правильности формирования финансовых результатов за анализируемый период, с целью выявления всех возможных нарушений норм действующего законодательства. Выборочная проверка бухгалтерской, статистической и иной документации осуществлялась исключительно с целью оценки достоверности представленной предложений ПАО «Россети Сибири» - «Кузбассэнерго – РЭС» информации, для определения величины экономически обоснованных расходов по регулируемым РЭК Кузбасса видам деятельности на 2025 год.

Определение необходимой валовой выручки предложений ПАО «Россети Сибири» - «Кузбассэнерго – РЭС» производится методом долгосрочной индексации. Долгосрочным периодом определены 2024-2028 годы.

Размер базового уровня подконтрольных расходов и долгосрочные параметры для ПАО «Россети Сибири» - «Кузбассэнерго – РЭС» определены на 2024 год постановлением РЭК Кузбасса от 29.12.2023 года №779.

Экспертная оценка экономической обоснованности неподконтрольных расходов на передачу электрической энергии, принимаемых для расчета тарифов на 2025 год, производилась на основе анализа общей сметы расходов в экономических элементах. В процессе оценки эксперты опирались на результаты постатейного анализа, с учетом данных о работе предприятия в предшествующих периодах регулирования.

Анализ соответствия расчёта тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов и (или) их предельных уровней

Расчет тарифов и форма представления предложений ПАО «Россети Сибири» - «Кузбассэнерго – РЭС» соответствует Основам ценообразования № 1178 в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, Правилам государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Основы ценообразования №1178), Методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным Приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2002 г. №98-э, Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденных Приказом ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2.

Материалы по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год подготовлены в соответствии с п. 8 «Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике», утвержденных постановлением Правительства от 29.11.2011 №1178.

Расчетно-обосновывающие материалы представлены надлежащим образом, в электронном виде с ЭЦП.

Анализ соответствия филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – региональные электрические сети» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184, на 2025 год

Согласно постановлению Правительства РФ от 28.02.2015 № 184 электросетевые организации должны соответствовать критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

В качестве подтверждения соответствия критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям организацией были представлены следующие документы:

- Перечни электротехнического оборудования и линий электропередач с техническими характеристиками (МВА, км);
- Утвержденные схемы электроснабжения;
- Шаблоны PASSPORT.EE.STATIONS и PASSPORT.EE.NET.

Согласно подпункту 18 пункта 17 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», организации, осуществляющие регулируемую деятельность) обязаны представить сведения, подтверждающие, что собственник объектов электросетевого хозяйства является основным или дочерним (зависимым) обществом по отношению к организации, оказывающей (планирующей оказывать) услуги по передаче электрической энергии с использованием указанных объектов электросетевого хозяйства, либо, что собственник объектов электросетевого хозяйства и организация, оказывающая (планирующая оказывать) услуги по передаче электрической энергии с использованием указанных объектов электросетевого хозяйства являются дочерними (зависимыми) обществами по отношению к одному и тому же основному обществу, а также документы, подтверждающие право собственности на указанные объекты электросетевого хозяйства, для целей подтверждения соответствия организации пунктам 1 и 2 критериев отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».

Ниже приведен анализ документов, представленных организацией на тарифное регулирование для проверки на соответствие критериям.

Критерий № 1. Владение на праве собственности или на ином законном основании на срок не менее очередного расчетного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, используемыми для осуществления регулируемой

деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, суммарная установленная мощность которых составляет не менее **150 МВА**.

Согласно представленных документов организация владеет трансформаторами, суммарная мощность которых превышает минимально требуемое количество - 9 161 МВА.

Критерий № 2. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее **300 км**, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше, 35 кВ, 1 - 20 кВ, ниже 1 кВ.

Согласно представленных документов организация владеет линиями электропередачи, суммарная протяженность которых превышает минимально требуемое количество:

- высокое напряжение (ВН) - 110 кВ и выше – 3 421,12 км;
- среднее первое напряжение (СН1) - 35 кВ – 2 468,40 км;
- среднее второе напряжение (СН2) - 1 - 20 кВ – 11 237,64 км;
- низкое напряжение (НН) – ниже 1 кВ – 11 254,55 км.

Критерий № 3. Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных.

За 3 предшествующих расчетных периода регулирования отсутствует 3 факта применения понижающих коэффициентов.

Критерий № 4. Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.

Абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению (8-800-1000-380).

Критерий № 5. Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

Официальный сайт организации <http://www.rosseti-sib.ru>.

Критерий № 6. Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

У ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – региональные электрические сети» отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства, расположенные в административных границах Кемеровской области – Кузбасса, с использованием которого осуществляется производство электрической энергии (мощности).

На основании вышеизложенного организация соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям и руководствуясь Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными Постановлением Правительства от 29.12.2011 №1178, относится к организациям, в отношении которых устанавливаются (пересматриваются) цены (тарифы) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год.

На сайте РЭК Кузбасса (https://recko.ru/press-tsentr/ns_info/) опубликована информация о сведениях о территориально сетевых организациях, соответствующие критериям отнесения к системообразующей сетевой организации (далее – СТСО) на очередной расчетный период регулирования 2025 год.

Заключение по объему условных единиц электросетевого оборудования филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – региональные электрические сети» на 2025 год

На тарифное регулирование 2025 года организация заявила объем условных единиц в размере **117 115,7** в том числе по ВЛ и КЛ – 46 642,67, а по ПС и ТП – 70 373,04 (на 2024 год для организации установлено **106 775,34** у.е., в том числе по ВЛ и КЛ – 46 804,91, а по ПС и ТП – 60 636,99).

В дальнейшем организация письмами направляла в РЭК Кузбасса дополнительные обосновывающие документы по корректировке объема условных единиц на 2025 год.

Эксперты, рассмотрев подтверждающие объем условных единиц документы (схемы электрических соединений ВЛ, КЛ, ПС и ТП, договоры аренды, свидетельства на право собственности, приказы о вводе в эксплуатацию объектов основных средств, акты приемки-передачи основных средств, решения Арбитражного суда Кемеровской области), считают документально обоснованными условные единицы на 2025 год в размере

107 682,56, в том числе по ВЛ и КЛ – 47 045,58, по ПС и ТП - 60 636,99.

Для определения величины условных единиц на 2025 год эксперты считают возможным использовать в качестве основы расчета утвержденную для организации плановую величину у.е. на 2024 год с учетом представленных документов, обосновывающих изменение величины условные единицы на 2025 год.

1. Следует отметить, что организации в расчетах у.е. на 2025 год учла оборудование, которое не учитывалось РЭК Кузбасса на 2024 год и, соответственно, на 2025 год по причинам, которые подробно объяснены в экспертном заключении на 2024 год на общую величину $8\,965,5 = 4\,416 + 1826 + 2699,7 + 355,3 - 331,5$ у.е.

1.1 Не учтены линейные разъединители воздушных линий 6-20 кВ (секционированные) в количестве 1920 единиц оборудования, что привело к снижению на 4 416 у.е. по строке «Выключатель нагрузки» Таблицы № П2.2 по следующей причине.

1.2 Реклоузеры 6-10 кВ (332шт.) учтены РЭК Кузбасса как масляные выключатели, а не как воздушные выключатели (5,5у.е.-1шт.) в количестве 1 826 у.е., что соответствует разъяснениям письма ФАС России от 17.09.2024 №ГМ/85379/24 «О рассмотрении обращения», в котором подтверждается, что необходимым условием отнесения к воздушным выключателям является наличие компрессорных установок. По имеющимся в РЭК Кузбасса сведениям, в составе реклоузеров организации компрессорные установки отсутствуют, что не позволяет учесть их как воздушные выключатели.

1.3 Во исполнение представления Прокуратуры Кемеровской области - Кузбасса «Об устранении нарушений федерального законодательства» от 06.12.2023 № Прдс-7/3-172-23/-20320001 произведено исключение из расчета условных единиц резервного оборудования, не участвующее в регулируемой деятельности, заявленного на 2024 год, в количестве 2 699,70 у.е. Следует отметить, что в это число попало резервное оборудование и оборудование, находящееся на консервации на ПС 110 кВ КФЗ-1, КФЗ-2.

1.4 Произведено исключение из расчета условных единиц оборудования, по которому не представлены правоустанавливающие документы, перечисленные в письме РЭК Кузбасса от 01.02.2023 № М-30/223-02, в количестве 355,3 у.е. В их число входят ПС 110 и 35 кВ, РП 6-10 кВ: ММПС, Анжерский Водозабор, РП-4, 19,22, КТП-20 Брянск, ТП-35 Ключевая.

По объектам ПС Технониколь, ПС Восточная-2 и РП-17 организация на тарифное регулирование 2025 года представлена правоустанавливающие документы, что позволило их учесть при расчете у.е. в количестве 331,5 у.е.

1.5 Не принят к учету договор аренды с ООО "Шахта Грамотеинская" от 26.12.2022 № 04.4200.596.23 в количестве 134,5 у.е. по причине того, что организация представила документы, подтверждающие факт владения ООО "Шахта Грамотеинская" нежилым строением без указания на принадлежность данного здания к подстанции «Вентиляторная - 35 кВ». Следует отметить, что подстанция передается не целым комплексом, а по частям: здание и оборудование подстанции отдельно друг от друга, а не единым комплексом, что противоречит решению Кемеровского суда от 22.06.2021 № 3а-130/2021 по аналогичному делу.

1.6 Исключено из расчета условных единиц оборудование по ПС Спутник Анжерский 110/35/10 в количестве 219,4 у.е. Ранее организацией был представлен договор аренды объектов электросетевого хозяйства № 9936-2019 от 01.01.2019 с двумя приложениями по движимому и недвижимому имуществу. К недвижимому имуществу отнесены заходы линий электропередач, кабельные каналы, радиомачты, здание ОПУ, кабельные каналы, дороги, ограждение, маслостоки, маслосборник. К движимому имуществу отнесены кабельные линии связи, радиомачты, антенны, аппаратура связи, аккумуляторные батареи, силовые трансформаторы, выключатели, разъединители, шкафы, панели. Вышеуказанная подстанция передается не целым комплексом, а по частям: здание и оборудование подстанции отдельно друг от друга, а не единым комплексом. Передача в аренду имущества может быть только целого объекта - подстанции, являющейся объектом недвижимого имущества.

Следует отметить, что в договоре аренды не указывается о передаче подстанции, а только о передаче движимого и недвижимого имущества.

2. Учтены у.е. вновь введенного в эксплуатацию оборудования, согласно приказам организации, в 4 квартале 2023 года и в 1-3 квартале 2024 года. Ввод оборудования в эксплуатацию связан с выполнением заявок на технологическое присоединение, с заменой деревянных опор на железобетонные при проведении ремонтных и реконструктивных работ, работ по выполнению инвестиционной программы.

3. Учтены договоры дарения с СНТ СН «Уголек», СНТ «Полянка», СНТ «Шахтостроитель», СНТ «Азотовец»; решения Арбитражного суда Кемеровской области о признании права собственности на бесхозные сети; договор безвозмездного пользования муниципальным имуществом Юргинского муниципального округа от 01.10.2024 № 09.4200.2617.24.

4. Ниже, в приложениях 1 и 2, приведен объем электросетевого оборудования в условных единицах на 2025 год. В приложении 3 представлен перенос условных единиц понизительных подстанций с низшего уровня напряжения на высший, в соответствии с примечанием к табл. П2.2 приложения 2 к Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2: условные единицы электрооборудования понизительных подстанций относятся на уровень высшего напряжения подстанций. Итоговые значения условных

единиц на 2025 год, с учетом переноса на уровень высшего напряжения, представлены в приложении 4.

Анализ фактического объема условных единиц за 2023 год

Фактический объем условных единиц за 2023 год по мнению организации составил 111 636,3 у.е. Плановый объем условных единиц на 2023 год был утвержден РЭК Кузбасса в размере **111 100,96**, в т.ч. по ВЛ и КЛ – 48 018,92, по ПС и ТП 63 082,03. В поступившем от ФАС России Предписании от 08.12.2023 года (письмо исх. № СП/105279/23 от 12.12.2023) (в редакции решений ФАС России о внесении изменений в предписание от 31.01.2024 № СП/7235/24, от 03.04.2024 № СП/27834/24) в отношении ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» было указано на необходимость устранения выявленных замечаний в части расчета условных единиц организации.

В результате устранения замечаний вышеуказанного Предписания величина условных единиц организации на 2023 год составила **107 539,59** у.е., в том числе по ВЛ и КЛ – 47 898,45, а по ПС и ТП – 59 641,13.

Для определения величины условных единиц за 2023 год эксперты считают возможным использовать в качестве основы расчета утвержденную для организации плановую величину у.е. на 2023 год величиной 107 539,59 у.е. с учетом представленных документов, обосновывающих изменение величины условные единицы за 2023 год.

При определении фактического объема условных единиц за 2023 год был проведен анализ документов (приказы о вводе в эксплуатацию объектов основных средств за четвертый квартал 2023 года).

По результатам рассмотрения вышеуказанных материалов фактический объем условных единиц организации за 2023 год составляет **108 032,76**, в т.ч. по ВЛ и КЛ – 48 000,62, по ПС и ТП 60 032,13. что на **493,17** у.е. больше утвержденной РЭК величин у.е. на 2023 год (107 539,59) и связана с вводом в эксплуатацию в 4 квартале 2023 года объектов «последней мили», построенных в соответствии с заявками на технологическое присоединение, выполнением инвестиционной программы и постановке на основные фонды организации бесхозяйных объектов электросетевого хозяйства по решению суда.

В приложениях 5 и 6 приведен фактический объем электросетевого оборудования в условных единицах за 2023 год.

Объем воздушных линий электропередач (ВЛЭП) и кабельных линий электропередач (КЛЭП) в условных единицах в зависимости от протяженности, напряжения, конструктивного использования и материала опор
план на 2025 год

план на 2025 год						
1	Напряже-ние, кВ	Количество цепей на опоре	Материал опор	Количество условных единиц (у) на 100 км трассы ЛЭП	Протя- женность	Объем условных единиц
				у/100 км		
1	2	3	4	5	6,00	7 = 5 * 6 / 100
ВЛЭП	220	1	дерево	260		
			металл	210	0,00	0,00
			ж/бетон	140	0,00	0,00
		2	металл	270	0,00	0,00
			ж/бетон	180	0,00	
	110 - 150	1	дерево	180	0,00	
			металл	160	445,09	712,15
			ж/бетон	130	364,53	473,89
		2	металл	190	1 767,69	3 358,62
			ж/бетон	160	579,94	927,91
КЛЭП	220	-	-	3000	0,00	0,00
	110	-	-	2300	4,75	109,35
	ВН, всего				3 162,01	5 581,90
ВЛЭП	35	1	дерево	170	0,55	0,94
			металл	140	425,20	595,28
			ж/бетон	120	1 576,46	1 891,75
		2	металл	180	353,42	636,16
			ж/бетон	150	344,14	516,21
	1 - 20	-	дерево	160	613,64	981,83
			дерево на ж/б пасынках	140	2 845,64	3 983,90
			ж/бетон, металл	110	8 181,36	8 999,49
КЛЭП	20 - 35	-	-	470	7,43	34,91
	3 - 10	-	-	350	265,04	927,63
	СН1, всего				2 707,20	3 675,25
	СН2, всего				11 905,68	14 892,85
ВЛЭП	0,4 кВ	-	дерево	260	1 060,96	2 758,49
			дерево на ж/б пасынках	220	5 040,35	11 088,77
			ж/бетон, металл	150	5 348,21	8 022,32
КЛЭП	до 1 кВ	-		270	380,00	1 026,00
	НН, всего				11 707,11	22 895,58
ИТОГО:			Всего:		29 481,99	47 045,58
			ВН		3 162,01	5 581,90
			СН1		2 707,20	3 675,25
			СН2		11 905,68	14 892,85
			НН		11 829,52	22 895,58

Объем подстанций 35 - 1150 кВ, трансформаторных подстанций (ТП),
 комплексных трансформаторных подстанций (КТП)
 и распределительных пунктов (РП) 0,4 - 20 кВ в условных единицах
 план на 2025 год

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Напря- жение, кВ	Количество условных единиц (у) на единицу измерения	Количество единиц измерения	Объем условных единиц
				у/ед. изм.	ед. изм.	У
1	2	3	4	5	6	7 = 5 * 6
1	Подстанция	П/ст	1150	1000		0
			750	600		0
			400 - 500	500		0
			330	250		0
			220	210		0
			110 - 150	105	113,00	11 865,00
			35	75	134,00	10 050,00
2	Силовой трансформатор или реактор (одно- или трехфазный), или вольтодобавочный трансформатор	Единица оборудования	1150	60	0,00	0,00
			750	43	0,00	0,00
			400 - 500	28	0,00	0,00
			330	18	0,00	0,00
			220	14	0,00	0,00
			110 - 150	7,8	231,00	1 801,80
			35	2,1	290,00	609,00
3	Воздушный выключатель	3 фазы	1 - 20	1,0	674,00	674,00
			1150	180	0,00	0,00
			750	130	0,00	0,00
			400 - 500	88	0,00	0,00
			330	66	0,00	0,00
			220	43	0,00	0,00
			110 - 150	26	0,00	0,00
4	Масляный выключатель	"-"	35	11	0,00	0,00
			1 - 20	5,5	0,00	0,00
			220	23	0,00	0,00
			110 - 150	14	359,00	5 026,00
5	Отделитель с короткозамыкателем	Единица оборудования	35	6,4	766,00	4 902,40
			1 - 20	3,1	3 910,00	12 121,00
			400 - 500	35	0,00	0,00
			330	24	0,00	0,00
			220	19	0,00	0,00
6	Выключатель нагрузки	"-"	110 - 150	9,5	37,50	356,25
			35	4,7	3,00	14,10
7	Синхронный компенсатор мощн. 50 Мвар	"-"	1 - 20	2,3	427,00	982,10
8	То же, 50 Мвар и более	"-"	1 - 20	26	0,00	0,00
9	Статические конденсаторы	100 конд.	35	48	0,00	0,00
			1 - 20	2,4	8,64	20,74
10	Мачтовая (столбовая) ТП	ТП	1 - 20	2,4	0,00	0,00
11	Однотрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 - 20	2,5	473,00	1 182,50
12	Двухтрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 - 20	2,3	4 582,00	10 538,60
13	Однотрансформаторная подстанция 35/0,4 кВ	П/ст	35	3	161,00	483,00
14	Итого		3,5	3,00		10,50
			ВН	-	-	19 049,05
			СН1	-	-	15 606,74
			СН2	-	-	25 981,20
			Всего:			60 636,99

**Перенос условных единиц оборудования понизительных подстанций на уровень
высшего напряжения подстанций**

Уровень напряжения	Объем У.Е. по расчету эксперта	Объем У.Е. для переноса на уровень высшего напряжения	Объем У.Е. с учетом переноса
ВН	19 049,05	<u>ПС 110 кВ</u>	27 849,65
СН1	15 606,74	СН1-2 448,4	17 704,04
СН2	25 981,20	СН2-6 352,2	15 083,30
ИТОГО	60 636,99	<u>ПС 35 кВ</u> СН2-4 545,7	60 636,99

$$\text{ВН} = 27\,849,65 = 19\,049,05 + 2\,448,4 + 6\,352,2$$

$$\text{СН1} = 17\,704,04 = 15\,606,74 - 2\,448,4 + 4\,545,7$$

$$\text{СН2} = 15\,083,30 = 25\,981,20 - 4\,545,7 - 6\,352,2$$

Таблица 3

**Итоговые значения условных единиц с учетом переноса на уровень высшего
напряжения**

ИТОГО по подстанционному оборудованию с учетом переноса на уровень высшего напряжения	
ВН	27 849,65
СН-1	17 704,04
СН-2	15 083,30
НН	0,00
ИТОГО	60 636,99
ИТОГО по линейным объектам	
ВН	5 581,90
СН-1	3 675,25
СН-2	14 892,85
НН	22 895,58
ИТОГО	47 045,58
ИТОГО по организации	
ВН	33 431,55
СН-1	21 379,28
СН-2	29 976,15
НН	22 895,58
ИТОГО	107 682,56

Таблица П2.1

Объем воздушных линий электропередач (ВЛЭП) и кабельных линий электропередач (КЛЭП) в условных единицах в зависимости от протяженности, напряжения, конструктивного использования и материала опор
факт 2023 года

1	Напряже-ние, кВ	Количество цепей на опоре	Материал опор	Количество условных единиц (у) на 100 км трассы ЛЭП	Протя- женность км	Объем условных единиц У
				у/100 км		
1	2	3	4	5	6	7 = 5 * 6 / 100
ВЛЭП	1150	-	металл	800		
	750	1	металл	600		
	400 - 500	1	металл	400		
			ж/бетон	300		
	330	1	металл	230		
			ж/бетон	170		
		2		290		
			ж/бетон	210		
	220	1	дерево	260		
			металл	210	0,00	0,00
			ж/бетон	140	0,00	0,00
		2	металл	270	0,00	0,00
			ж/бетон	180	0,00	
	110 - 150	1	дерево	180	0,00	
			металл	160	400,09	640,14
			ж/бетон	130	376,90	489,97
		2	металл	190	1 712,33	3 253,43
			ж/бетон	160	613,44	981,51
КЛЭП	220	-	-	3000	0,00	
	110	-	-	2300	4,60	105,80
	ВН, всего				3 107,36	5 470,85
ВЛЭП	35	1	дерево	170	12,75	21,68
			металл	140	397,28	556,19
			ж/бетон	120	1 598,80	1 918,56
		2	металл	180	416,60	749,89
			ж/бетон	150	355,26	532,89
	1 - 20	-	дерево	160	554,79	887,66
			дерево на ж/б пасынках	140	4 476,95	6 267,73
			ж/бетон, металл	110	6 279,17	6 907,08
КЛЭП	20 - 35	-	-	470	7,46	35,04
	3 - 10	-	-	350	283,47	992,13
	СН1, всего				2 788,15	3 814,25
	СН2, всего				11 594,37	15 054,60
ВЛЭП	0,4 кВ	-	дерево	260	782,43	2 034,33
			дерево на ж/б пасынках	220	6 935,43	15 257,95
			ж/бетон, металл	150	3 528,24	5 292,36
КЛЭП	до 1 кВ	-		270	398,63	1 076,30
	НН, всего				11 644,73	23 660,93
ИТОГО:			Всего:		29 134,61	48 000,62
			ВН		3 107,36	5 470,85
			СН1		2 788,15	3 814,25
			СН2		11 594,37	15 054,60
			НН		11 644,73	23 660,93

Таблица 5

Таблица П2.2

Объем подстанций 35 - 1150 кВ, трансформаторных подстанций (ТП),
 комплексных трансформаторных подстанций (КТП)
 и распределительных пунктов (РП) 0,4 - 20 кВ в условных единицах
 факт 2023 года

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Напря- жение, кВ	Количество условных единиц (у) на единицу измерения	Количество единиц измерения	Объем условных единиц
				у/ед. изм.	ед. изм.	У
1	2	3	4	5	6	7 = 5 * 6
1	Подстанция	П/ст	1150	1000		0
			750	600		0
			400 - 500	500		0
			330	250		0
			220	210		0
			110 - 150	105	111,00	11 655,00
			35	75	134,00	10 050,00
2	Силовой трансформатор или реактор (одно- или трехфазный), или вольтодобавочный трансформатор	Единица оборудования	1150	60	0,00	0,00
			750	43	0,00	0,00
			400 - 500	28	0,00	0,00
			330	18	0,00	0,00
			220	14	0,00	0,00
			110 - 150	7,8	230,00	1 794,00
			35	2,1	290,00	609,00
3	Воздушный выключатель	3 фазы	1 - 20	1,0	673,00	673,00
			1150	180	0,00	0,00
			750	130	0,00	0,00
			400 - 500	88	0,00	0,00
			330	66	0,00	0,00
			220	43	0,00	0,00
			110 - 150	26	0,00	0,00
4	Масляный выключатель	"-"	35	11	0,00	0,00
			1 - 20	5,5	0,00	0,00
			220	23	0,00	0,00
			110 - 150	14	357,00	4 998,00
5	Отделитель с короткозамыкателем	Единица оборудования	35	6,4	766,00	4 902,40
			1 - 20	3,1	3 891,00	12 062,10
			400 - 500	35	0,00	0,00
			330	24	0,00	0,00
6	Выключатель нагрузки	"-"	220	19	0,00	0,00
			110 - 150	9,5	37,50	356,25
			35	4,7	3,00	14,10
7	Синхронный компенсатор мощн. 50 Мвар	"-"	1 - 20	2,3	427,00	982,10
8	То же, 50 Мвар и более	"-"	1 - 20	26		0,00
9	Статические конденсаторы	100 конд.	35	48		0,00
10	Мачтовая (столбовая) ТП	ТП	1 - 20	2,4	17,16	41,18
11	Однотрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 - 20	2,5	408,00	1 020,00
12	Двухтрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 - 20	2,3	4 515,00	10 384,50
13	Однотрансформаторная подстанция 35/0,4 кВ	ТП, КТП	1 - 20	3	160,00	480,00
14	Итого	П/ст	35	3,5	3,00	10,50
			ВН	-	-	18 803,25
			СН1	-	-	15 586,00
			СН2	-	-	25 642,88
			Всего:			60 032,13

Оценка финансового состояния организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (по общепринятым показателям)

Для оценки финансового состояния экспертами были проанализированы следующие материалы, представленные предприятием:

- Форма №1 Бухгалтерский баланс предприятия на 31.12.2023 год (представлено в тарифном деле, в электронном формате, путь: 14-01-275 от 24.04.2024, 1.4-01-280 (вх 3017 от 26.04.2024, вх 3018 от 26.04.2024) \TZ_2025\13. Учред., бух.и стат.отчет., проч. обоснов.документы+);

- Форма №2 Отчет о финансовых результатах за январь-декабрь 2023 года (представлено в тарифном деле, в электронном формате;

- Отчет о движении денежных средств за январь-декабрь 2023 год (представлено в тарифном деле, в электронном формате;

- Отчет об изменениях капитала за январь-декабрь 2023 год (представлено в тарифном деле, в электронном формате;

Анализ технико-экономических показателей за два предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования отражен в таблице 6, 7.

Анализ основных технико-экономических показателей за два предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования

Таблица 6

Показатель	План 2021 года	Откл (2021/2020), %	План 2022 года	Откл (2022/2020), %	План 2023 года	Откл (2023/2022), %	План 2024 года	Откл (2023/2022), %	План 2025 года	Откл (2023/2022), %
Необходимая валовая выручка на содержание	7 742 484	2%	8 083 796	4%	8 979 197,82	11%	8 733 560,84	-2,74%	11 685 457,00	33,80%
Условные единицы, УЕ	109 316	0%	109 890	1%	111 100,96	1%	106 775,34	-4%	107 682,56	0,85%
Потери, млн. кВт.ч.	685	-6%	669	-2%	639,2212	-4%	552	-14%	660,32	19,62%
Поступление в сеть, тыс.кВтч	22 239 280	-6%	21 817 892	-2%	20 638 135,91	-5%	21 189 960,32	3%	21 127 880,06	-0,29%
Мощность, МВт	3 316	2%	3 220	-3%	3039,78	-6%	2923,2	-4%	117,09	-95,99%

Таблица 7

Показатель	План 2021 года	Факт 2021	Откл	План 2022 года	Факт 2022	Откл	План 2023 года	Факт 2023	План 2024 года	Откл	План 2025 года	Откл
Необходимая валовая выручка на содержание (без учета расходов на оплату потерь, услуг магистральных сетей и смежных территориальных сетевых организаций, тыс. руб.	7 742 483,90	7 529 970,99	-3%	8 083 796,07	7 536 289,84	-6%	8 979 197,82	0,00	8 733 560,84	-2,70%	12 100 342,88	-2,70%
Условные единицы, УЕ	109 315,81	109 889,93	1%	109 889,93	109 597,62	0%	111 100,96	0,00	106 775,34	-4%	107 682,56	-4%
Потери, млн. кВт.ч.	685,37	527,45	-23%	668,82	551,83	-17%	639,22	0	551,8	-14%	660,32	-14%
Поступление в сеть, тыс.кВтч	22 239 280,31	15 437 263,21	-31%	21 817 892,45	14 782 610,86	-32%	20 638 135,91	14 740 723,79	21 189 960,32	3%	21 127 880,06	3%
Мощность, МВт	3 315,75	2 123,24	-36%	3 219,597	2040,70542	-37%	3039,78	2 036,28	2923,2	-4%	117,09	-4%

Баланс электрической энергии ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» на 2025 год

Экспертная оценка балансовых показателей электрической энергии (мощности), принимаемых для расчета тарифов на 2025 год, производилась на основе анализа данных, представленных в материалах тарифного дела рассматриваемой организации, информации, полученной от сбытовых и смежных сетевых компаний (далее – ССК).

В исходных материалах организации в качестве обоснования балансовых показателей представлены следующие документы:

балансовые формы П.1.3-1.6, П.1.30;

плановые объемы поступления электрической энергии (мощности) из сетей ССК;

плановые объемы передачи электрической энергии (мощности) в сети ССК;

план потребления электрической энергии по потребителям сбытовых компаний.

Экспертная группа, рассмотрев перечисленные выше документы, предлагает принять к расчету баланс электрической энергии (мощности), представленный в таблицах 1-2. Согласно балансу:

- поступление электрической энергии (мощности) в сеть осуществляется от смежных сетевых компаний (п. 1.1, 1.2, таблицы 1-2);
- полезный отпуск потребителям (п. 4.1, 4.2, таблицы 1-2);
- отпуск электрической энергии в сети следующих ССК (п. 4.4, таблицы 1-2).

Баланс электрической энергии на 2025 год ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС»

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2025 (план) I полугодие					2025 (план) II полугодие					2025 (план)				
			ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего
1	Получено электроэнергии от ЭСО в т.ч.	млн. кВтч	9 766,7189	379,2632	294,9936	2,4258	10 443,4014	9 977,0000	371,5631	310,0686	2,1690	10 660,8007	19 743,7189	750,8263	605,0621	4,5948	21 104,2021
1.1	Из сетевых организаций	млн. кВтч	8 923,4438	321,4478	281,4360	2,3901	9 528,7177	9 125,0669	317,5435	297,3647	2,1418	9 742,1167	18 048,5107	638,9912	578,8007	4,5318	19 270,8345
1.1.1	ОАО "ФСК ЕЭС"	млн. кВтч	912,3242	0,0000	0,0000	0,0000	912,3242	846,2537	0,0000	0,0000	0,0000	846,2537	1 758,5779	0,0000	0,0000	0,0000	1 758,5779
1.1.2	МСК	млн. кВтч	3 223,3566	206,5407	0,7442	0,0052	3 430,6467	3 388,8759	203,5538	0,1476	0,0052	3 592,5825	6 612,2325	410,0945	0,8918	0,0105	7 023,2292
1.1.3	Алтайэнерго	млн. кВтч	3,7237	0,0000	0,0000	0,0000	3,7237	0,1590	0,0000	0,0000	0,0000	0,1590	3,8828	0,0000	0,0000	0,0000	3,8828
1.1.4	Харьковэнерго	млн. кВтч	183,1098	9,6501	0,0000	0,0000	192,7599	162,4070	9,3907	0,0000	0,0000	171,7978	345,5168	19,0408	0,0000	0,0000	364,5577
1.1.5	Новосибирскэнерго	млн. кВтч	8,5702	0,0000	7,6115	0,0000	16,1816	3,4745	0,0000	7,2135	0,0000	10,6880	12,0447	0,0000	14,8249	0,0000	26,8696
1.1.6	ОАО "ТЭК"	млн. кВтч	5,5865	0,0412	0,0000	0,0000	5,6277	11,1092	0,0959	0,0000	0,0000	11,2051	16,6958	0,1371	0,0000	0,0000	16,8328
1.1.8	от сетей Генерирующих компаний (ОГК, АЭС, ТГК, собст. ген. РСК и т.п.)	млн. кВтч	3 532,4116	105,2159	232,3589	0,9539	3 870,9403	3 706,4772	104,5030	247,4803	0,6944	4 059,1549	7 238,8888	209,7189	479,8393	1,6483	7 930,0952
1.1.9	от блок-станций	млн. кВтч	1 054,3613	0,0000	40,7214	1,4309	1 096,5136	1 006,3102	0,0000	42,5233	1,4422	1 050,2757	2 060,6714	0,0000	83,2447	2,8731	2 146,7893
1.2	Сетевых организаций	млн. кВтч	843,2750	57,8154	13,5575	0,0357	914,6836	851,9331	54,0197	12,7039	0,0273	918,6840	1 695,2082	111,8351	26,2614	0,0629	1 833,3676
1.2.1	«Горэлектросеть» ООО (ИНН 4217127144)	млн. кВтч	0,0000	0,3091	1,4761	0,0000	1,7852	0,0000	0,3061	1,2792	0,0000	1,5853	0,0000	0,6152	2,7553	0,0000	3,3705
1.2.2	«ЕвразЭнергоТранс» ООО (ИНН 4217084532)	млн. кВтч	299,3978	0,5256	0,0000	0,0000	299,9234	338,9359	1,0363	0,0000	0,0000	339,9722	638,3336	1,5619	0,0000	0,0000	639,8956
1.2.3	«Кузбасская энергосетевая компания» ООО (ИНН 4205109750)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	5,9239	0,0000	5,9239	0,0000	0,0000	5,5294	0,0000	5,5294	0,0000	0,0000	11,4533	0,0000	11,4533
1.2.4	«КузбассЭлектрон» ОАО (ИНН 4202002174)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	0,0941	0,0000	0,0941	0,0000	0,0000	0,0656	0,0000	0,0656	0,0000	0,0000	0,1596	0,0000	0,1596
1.2.5	Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго – РЭС» (ИНН 2460069527)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1.2.6	«Оборонэнерго» АО (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1.2.7	«ОЭСК» ООО (ИНН 4223052779)	млн. кВтч	0,0000	6,3159	1,0206	0,0000	7,3365	0,0000	6,0571	0,7045	0,0000	6,7616	0,0000	12,3730	1,7251	0,0000	14,0982
1.2.8	«РЖД» ОАО (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	млн. кВтч	193,1645	32,8499	2,2217	0,0357	228,2717	189,4859	29,2447	2,0152	0,0273	220,7730	382,6504	62,0946	4,2368	0,0629	449,0447
1.2.9	«СДС-Энерго» ХК ООО (ИНН 4250003450)	млн. кВтч	119,1426	16,9859	0,0000	0,0000	136,1285	77,3635	16,5971	0,0000	0,0000	93,9606	196,5061	33,5831	0,0000	0,0000	230,0891
1.2.10	«Северо-Кузбасская энергетическая компания» АО (ИНН 4205153492)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	1,9856	0,0000	1,9856	0,0000	0,0000	1,7242	0,0000	1,7242	0,0000	0,0000	3,7098	0,0000	3,7098
1.2.11	«Электросеть» АО (ИНН 7714734225)	млн. кВтч	170,8501	0,0000	0,0000	0,0000	170,8501	169,6445	0,0000	0,0000	0,0000	169,6445	340,4946	0,0000	0,0000	0,0000	340,4946
1.2.12	«ЭнергоПартнер» ООО (ИНН 4205262491)	млн. кВтч	60,7201	0,8290	0,8356	0,0000	62,3847	76,5034	0,7783	1,3858	0,0000	78,6675	137,2235	1,6073	2,2214	0,0000	141,05222
1.3	Из сети предыд. напряжения		0,0000	1 408,6020	492,3167	431,6201	2 332,5388	0,0000	1 381,2456	457,2694	415,2086	2 253,7236	0,0000	2 789,8475	949,5861	846,8288	4 586,2624
1.3.1	в том числе из сети ВН	млн. кВтч	X	1 408,6020	301,5716	0,0000	1 710,1736	X	1 381,2456	299,0906	0,0000	1 680,3362	X	2 789,8475	600,6622	0,0000	3 390,5098

1.3.2	в том числе из сети СН1	млн.кВтч			190,7451	0,1526	190,8977			158,1788	0,0275	158,2063			348,9239	0,1801	349,1039
1.3.3	в том числе из сети СН2	млн.кВтч				431,4675	431,4675				415,1811	415,1811			0,0000	846,6487	846,6487
1.3.4	в том числе из сети НН	млн.кВтч					0,0000					0,0000					0,0000
1.4	Всего поступление в сеть данного диапазона напряжения	млн.кВтч	6 821,0152	1 729,3327	771,4610	434,0095	7 423,2795	6 702,3081	1 698,6295	752,8810	417,3492	7 317,4442	13 523,3232	3 427,9623	1 524,3420	351,3587	14 740,7238
Справочно: Потери согласно приложению 1 к постановлению РЭК от 01 октября 2024 г. № 226		%															3,73%
Технологические потери в электрической сети, ДОПИ		млн.кВтч	25,428	9,343	9,309	11,089	55,170	25,297	9,295	9,261	11,031	54,884	50,725	18,638	18,570	22,120	110,053
2.	Потери	%	1,86%	2,70%	6,03%	12,77%	3,72%	1,89%	2,74%	6,15%	13,22%	3,75%	1,88%	2,72%	6,09%	12,99%	3,73%
		млн.кВтч	127,1423	46,7155	46,5457	55,4436	275,8472	126,4834	46,4734	46,3045	55,1563	274,4176	253,6257	93,1890	92,8502	110,5999	550,2648
2.1	Потери +ДОПИ	%	2,24%	3,24%	7,24%	15,33%	4,46%	2,26%	3,28%	7,38%	15,86%	4,50%	2,25%	3,26%	7,31%	15,59%	4,48%
		млн.кВтч	152,5708	56,0587	55,8549	66,5323	331,0167	151,7801	55,7681	55,5654	66,1875	329,3011	304,3509	111,8268	111,4203	132,7198	660,3178
3.	Отпущено эл.энерг.	млн.кВтч	6 693,8729	1 682,6172	724,9152	378,5659	7 147,4324	6 575,8247	1 652,1561	706,5765	362,1930	7 043,0266	13 269,6975	3 334,7733	1 431,4918	740,7588	14 190,4590
3.1	Сальдо-переток в след.уровня напряжения	млн.кВтч	1 710,1736	190,8977	431,4675	0,0000	2 332,5388	1 680,3362	158,2063	415,1811	0,0000	2 253,7236	3 390,5098	349,1039	846,6487	0,0000	4 586,2624
3.2	в том числе из сети ВН	млн.кВтч					0,0000					0,0000					0,0000
3.3	в том числе из сети СН1	млн.кВтч	1 408,6020				1 408,6020	1 381,2456				1 381,2456	2 789,8475				2 789,8475
3.4	в том числе из сети СН2	млн.кВтч	301,5716	190,7451			492,3167	299,0906	158,1788			457,2694	600,6622	348,9239			949,5861
3.5	в том числе из сети НН	млн.кВтч	0,0000	0,1526	431,4675		431,6201	0,0000	0,0275	415,1811		415,2086	0,0000	0,1801	846,6487		846,8288
4	Полезный отпуск всего	млн.кВтч	4 983,6993	1 491,7195	293,4477	378,5659	7 147,4324	4 895,4885	1 493,9498	291,3954	362,1930	7 043,0266	9 879,1878	2 985,6693	584,8431	740,7588	14 190,4590
4.1	Прочие потребители, в т.ч.	млн.кВтч	1 485,1712	216,3338	154,2612	59,2140	1 914,9803	1 516,3796	219,2523	155,9159	59,5240	1 951,0717	3 001,5508	435,5861	310,1771	118,7380	3 866,0520
4.1.1	одноставочники	млн.кВтч	678,7418	40,2251	108,0904	47,3653	874,4225	708,1392	40,3467	112,7652	48,6257	909,8768	1 386,8810	80,5718	220,8556	95,9909	1 784,2993
4.1.2	двуставочники	млн.кВтч	806,4294	176,1087	46,1709	11,8487	1 040,5577	808,2404	178,9056	43,1507	10,8983	1 041,1949	1 614,6698	355,0143	89,3215	22,7471	2 081,7527
4.2	Население в т.ч.	млн.кВтч	1,9554	0,8969	27,5396	318,9070	349,2989	2,0496	0,9614	27,2760	302,2642	332,5512	4,0049	1,8583	54,8156	621,1712	681,8501
4.2.1	с 0,7	млн.кВтч	1,4654	0,8949	25,9096	311,7770	340,0469	1,6096	0,9594	25,6860	295,6442	323,8992	3,0749	1,8543	51,5956	607,4212	663,9461
4.2.2	без 0,7	млн.кВтч	0,4900	0,0020	1,6300	7,1300	9,2520	0,4400	0,0020	1,5900	6,6200	8,6520	0,9300	0,0040	3,2200	13,7500	17,9040
4.3	Производственные нужды ЭСО	млн.кВтч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.4	Перетоки в смежные сетевые организации в т.ч. в:	млн.кВтч	3 496,5727	1 274,4888	111,6469	0,4448	4 883,1533	3 377,0593	1 273,7362	108,2035	0,4047	4 759,4037	6 873,6320	2 548,2250	219,8503	0,8496	9 642,5570
4.4.1	Не сетевых организаций	млн.кВтч	2 102,4287	0,7170	2,2918	0,0007	2 105,4382	2 422,7588	0,1595	1,7530	0,0012	2 424,6725	4 525,1875	0,8765	4,0448	0,0019	4 530,1107
4.4.1.1	ОАО "ФСК ЕЭС"	млн.кВтч	21,7878	0,0000	0,0000	0,0000	21,7878	19,1114	0,0000	0,0000	0,0000	19,1114	40,8992	0,0000	0,0000	0,0000	40,8992
4.4.1.2	МСК	млн.кВтч	1 704,1943	0,0000	0,0000	0,0000	1 704,1943	2 017,2951	0,0000	0,0000	0,0000	2 017,2951	3 721,4895	0,0000	0,0000	0,0000	3 721,4895
4.4.1.3	Алтайэнерго	млн.кВтч	0,0210	0,0000	0,0000	0,0000	0,0210	0,0079	0,0000	0,0000	0,0000	0,0079	0,0289	0,0000	0,0000	0,0000	0,0289
4.4.1.4	Красноярскэнерго	млн.кВтч	0,0582	0,0000	0,0000	0,0000	0,0582	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0582	0,0000	0,0000	0,0000	0,0582
4.4.1.5	Новосибирскэнерго	млн.кВтч	68,5937	0,0000	0,0000	0,0000	68,5937	96,7312	0,0000	0,0000	0,0000	96,7312	165,3249	0,0000	0,0000	0,0000	165,3249

4.4.1.6	ОАО "ТРК"	млн. кВтч	16,0938	0,6409	0,0000	0,0000	16,7348	5,5623	0,0230	0,0000	0,0000	6,5853	22,6561	0,6639	0,0000	0,0000	23,3201
4.4.1.7	исполнение приказа ФАС России по СИБ 2025	млн. кВтч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.4.1.8	в сети Генерирующих компаний (ОГК, АЭС, ТГК, собст. ген. РСК и т.п.)	млн. кВтч	291,6799	0,0760	2,2918	0,0007	294,0485	283,0509	0,1365	1,7530	0,0012	284,9416	574,7308	0,2125	4,0448	0,0019	578,9901
4.4.2	Перетоки в смежные сетевые организации в т.ч. в:	млн. кВтч	3 496,5727	1 274,4888	111,6469	0,4448	4 883,1533	3 377,0593	1 273,7362	108,2035	0,4047	4 759,4037	6 873,6320	2 548,2250	219,8503	0,8496	9 642,5570
4.4.2.1	«Горэлектросеть» ООО (ИНН 4217127144)	млн. кВтч	250,1568	100,038293	17,527604	0,000259	367,723001	248,0738	102,9950	15,3090	0,0018	366,379544	498,230618	203,033328	32,836570	0,002028	734,102544
4.4.2.2	«ЕвразЭнергоТранс» ООО (ИНН 4217084532)	млн. кВтч	937,1714	58,0161	0,0000	0,0000	995,1875	925,0763	58,3284	0,0000	0,0000	983,4047	1 862,2477	116,3445	0,0000	0,0000	1 978,5922
4.4.2.3	«Кузбасская энергосетевая компания» ООО (ИНН 4205109750)	млн. кВтч	634,9448	264,0137	52,7822	0,4317	952,1723	624,5614	259,8398	52,0080	0,3870	936,7963	1 259,5062	523,8535	104,7902	0,8187	1 888,9686
4.4.2.4	«КузбассЭлектрон» ОАО (ИНН 4202002174)	млн. кВтч	222,7810	35,7175	1,5254	0,0000	260,0439	217,4258	56,9870	1,4013	0,0000	275,8140	440,2068	92,7245	2,9267	0,0000	535,8579
4.4.2.5	Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго – РЭС» (ИНН 2460069527)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.4.2.6	«Оборонэнерго» АО (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	млн. кВтч	5,5224	0,0838	0,0941	0,0000	5,7003	4,9865	0,0921	0,0704	0,0000	5,1489	10,5089	0,1758	0,1645	0,0000	10,8492
4.4.2.7	«ОЭСК» ООО (ИНН 4223052779)	млн. кВтч	46,4801	203,7664	2,1774	0,0000	252,4239	48,4072	195,9374	2,3902	0,0000	246,7349	94,8873	399,7038	4,5676	0,0000	499,1588
4.4.2.8	«РЖД» ОАО (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	млн. кВтч	868,8317	169,5080	0,3437	0,0186	1038,7020	812,0188	155,2322	0,3182	0,0132	967,5824	1680,8505	324,7402	0,6619	0,0318	2006,2844
4.4.2.10	«СДС-Энерго» ХК ООО (ИНН 4250003450)	млн. кВтч	343,6359	63,0345	2,7116	0,0000	409,3820	329,8411	63,4660	3,1575	0,0000	396,4646	673,4771	126,5005	5,8691	0,0000	805,8467
4.4.2.11	«Северо-Кузбасская энергетическая компания» АО (ИНН 4205153492)	млн. кВтч	622,9312	230,5940	6,7650	0,0300	860,3202	601,1175	230,8300	6,8001	0,0300	838,7776	1 224,0486	461,4240	13,5651	0,0600	1 699,0977
4.4.2.14	«Электросеть» АО (ИНН 7714734225)	млн. кВтч	140,0658	58,8571	0,6445	0,0000	199,5674	144,9930	54,8615	0,8176	0,0000	200,6721	285,0587	113,7186	1,4621	0,0000	400,2395
4.4.2.16	«ЭнергоПаритет» ООО (ИНН 4205262491)	млн. кВтч	267,3266	148,6550	40,6329	0,0000	456,6145	272,4912	149,1864	38,6351	0,0000	460,3126	539,8177	297,8414	79,2680	0,0000	916,9271
4.5	Полезный отпуск	млн. кВтч	4 983,6993	1 491,7195	293,4477	378,5659	7 147,4324	4 895,4885	1 493,9498	291,3954	362,1930	7 043,0266	9 879,1878	2 985,6693	584,8431	740,7588	14 190,4590
4.6	Полезный отпуск без производственных нужд	млн. кВтч	4 983,6993	1 491,7195	293,4477	378,5659	7 147,4324	4 895,4885	1 493,9498	291,3954	362,1930	7 043,0266	9 879,1878	2 985,6693	584,8431	740,7588	14 190,4590
4.7	Потери при передаче эл. энергии на потребительский рынок	млн. кВтч	152,5708	56,0587	55,8549	66,5323	331,0167	151,7801	55,7681	55,5654	66,1875	329,3011	304,3509	111,8268	111,4203	132,7198	660,3178
4.8	Полезный отпуск конечному потребителю	млн. кВтч	1 487,1266	217,2307	181,8008	378,1210	2 264,2791	1 518,4292	220,2136	183,1919	361,7882	2 283,6229	3 005,5558	437,4443	364,9927	739,9092	4 547,9021
5	Сальдированный переток электроэнергии из сети в т.ч.	млн. кВтч															
5.1	«Горэлектросеть» ООО (ИНН 4217127144)	млн. кВтч	365,9378					364,7942					730,7321				
5.2	«ЕвразЭнергоТранс» ООО (ИНН 4217084532)	млн. кВтч	695,2641					643,4325					1 338,6966				
5.3	«Кузбасская энергосетевая компания» ООО (ИНН 4205109750)	млн. кВтч	946,2484					931,2669					1 877,5153				
5.4	«КузбассЭлектрон» ОАО (ИНН 4202002174)	млн. кВтч	259,9498					275,7485					535,6983				
5.5	Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго – РЭС» (ИНН 2460069527)	млн. кВтч	0,0000					0,0000					0,0000				
5.6	«Оборонэнерго» АО (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	млн. кВтч	5,7003					5,1489					10,8492				
5.7	«ОЭСК» ООО (ИНН 4223052779)	млн. кВтч	245,0873					239,9733					485,0606				

[illegible]

Таблица 2

Баланс мощности на 2025 год ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС»

№ п/п	Показатель	Ед. из- м	2025 (план) I полугодие					2025 (план) II полугодие					2025 (план)				
			ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего
I	Получено эл.энергии от ЭСО в т.ч.	МВт	2 719,295 4	131,51 66	11,223 1	1,8798	2 863,914 9	2 589,329 4	102,50 61	10,784 4	1,8226	2 704,442 5	2 654,312 4	117,011 3	11,003 8	1,8512	2 784,1787
1.1	Не сетевых организаций	МВт	2 495,777 5	116,76 34	5,8722	0,0003	2 618,413 4	2 365,917 2	88,392 0	5,7340	0,0001	2 460,043 3	2 430,847 4	102,577 7	5,8031	0,0002	2 539,2284
1.1.1	ОАО "ФСК ЕЭС"	МВт	158,776 7	0,0000	0,0000	0,0000	158,776 7	164,454 8	0,0000	0,0000	0,0000	164,454 8	161,615 8	0,0000	0,0000	0,0000	161,6158
1.1.2	МСК	МВт	922,491 7	62,844 3	0,2264	0,0000	985,562 5	923,487 2	43,826 9	0,0318	0,0000	967,345 9	922,989 5	53,3356	0,1291	0,0000	976,4542
1.1.3	Алтайэнерго	МВт	1,2015	0,0000	0,0000	0,0000	1,2015	0,0461	2,8895	0,0000	0,0000	2,9356	0,6238	1,4448	0,0000	0,0000	2,0686
1.1.4	Красноярскэнерго	МВт	59,0814	3,1640	0,0000	0,0000	62,2454	47,1154	0,0000	0,0000	0,0000	47,1154	53,0984	1,5820	0,0000	0,0000	54,6804
1.1.5	Новосибирскэнерго	МВт	2,7652	0,0000	2,2062	0,0000	4,9714	1,0080	0,0000	2,0909	0,0000	3,0989	1,8866	0,0000	2,1486	0,0000	4,0352
1.1.6	ОАО "ТРК"	МВт	1,8025	0,0135	0,0000	0,0000	1,8160	3,2229	0,0295	0,0000	0,0000	3,2524	2,5127	0,0215	0,0000	0,0000	2,5342
1.1.8	от сетей Генерирующих компаний (ОГК, АЭС, ТГК, собст.ген.РСК и т.п.)	МВт	1 166,208 3	20,212 4	2,9728	0,0000	1 189,393 4	1 042,329 4	8,3586	2,8647	0,0000	1 053,552 6	1 104,268 8	14,2855	2,9187	0,0000	1 121,4730
1.1.9	от блок-станций	МВт	183,450 2	30,529 2	0,4668	0,0003	214,446 5	184,253 4	33,287 5	0,7467	0,0001	218,287 7	183,851 8	31,9084	0,6068	0,0002	216,3671
1.2	Сетевых организаций	МВт	223,517 9	14,753 2	5,3509	1,8795	245,501 4	223,412 2	14,114 1	5,0504	1,8225	244,399 2	223,465 0	14,4336	5,2006	1,8510	244,9503
1.2.1	«Горэлектросеть» ООО (ИНН 4217127144)	МВт	0,0000	0,1130	0,5410	0,0000	0,6540	0,0000	0,1120	0,4690	0,0000	0,5810	0,0000	0,1125	0,5050	0,0000	0,6175
1.2.2	«ЕвразЭнергоТранс» ООО (ИНН 4217084532)	МВт	82,0530	0,1530	0,0000	0,0000	82,2060	91,6810	0,4520	0,0000	0,0000	92,1330	86,8670	0,3025	0,0000	0,0000	87,1695

1.2.3	«Кузбасская энергосетевая компания» ООО (ИНН 4205109750)	МВт	0,0000	0,0000	3,1140	1,8700	4,9840	0,0000	0,0000	2,9300	1,8150	4,7450	0,0000	0,0000	3,0220	1,8425	4,8645
1.2.4	«КузбассЭлектро» ОАО (ИНН 4202002174)	МВт	0,0000	0,0000	0,0250	0,0000	0,0250	0,0000	0,0000	0,0170	0,0000	0,0170	0,0000	0,0000	0,0210	0,0000	0,0210
1.2.7	«ОЭСК» ООО (ИНН 4223052779)	МВт	0,0000	1,6140	0,2630	0,0000	1,8770	0,0000	1,5210	0,1770	0,0000	1,6980	0,0000	1,5675	0,2200	0,0000	1,7875
1.2.8	«РЖД» ОАО (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	МВт	54,5846	8,7299	0,5909	0,0095	63,9149	51,9110	8,0656	0,5582	0,0075	60,5424	53,2478	8,3978	0,5746	0,0085	62,2287
1.2.9	«СДС-Энерго» ХК ООО (ИНН 4250003450)	МВт	27,4902	3,9192	0,0000	0,0000	31,4095	17,5542	3,7575	0,0000	0,0000	21,3117	22,5222	3,8384	0,0000	0,0000	26,3606
1.2.10	«Северо-Кузбасская энергетическая компания» АО (ИНН 4205153492)	МВт	0,0000	0,0000	0,5920	0,0000	0,5920	0,0000	0,0000	0,5322	0,0000	0,5322	0,0000	0,0000	0,5621	0,0000	0,5621
1.2.11	«Электросеть» АО (ИНН 7714734225)	МВт	43,0900	0,0000	0,0000	0,0000	43,0900	42,0640	0,0000	0,0000	0,0000	42,0640	42,5770	0,0000	0,0000	0,0000	42,5770
1.2.12	«ЭнергоПаритет» ООО (ИНН 4205262491)	МВт	16,3000	0,2240	0,2250		16,7490	20,2020	0,2060	0,3670		20,7750	18,2510	0,2150	0,2960	0,0000	18,7620
1.3	Из сети предыд. напряжения		0,0000	419,8600	211,9486	120,2600	752,0686	0,0000	435,9037	206,8435	116,0209	758,7682	0,0000	427,8819	209,3961	118,1405	755,4184
1.3.1	в том числе из сети ВН	МВт		419,8600	107,3875		527,2475		435,9037	107,3183		543,2220		427,8819	107,3529	0,0000	535,2348
1.3.2	в том числе из сети СН1	МВт			104,5611	0,0590	104,6202			99,5252	0,0106	99,5358			102,0432	0,0348	102,0780
1.3.3	в том числе из сети СН2	МВт				120,2009	120,2009				116,0103	116,0103			0,0000	118,1056	118,1056
1.3.4	в том числе из сети НН	МВт					0,0000					0,0000					0,0000
1.4	Всего поступление в сеть данного диапазона напряжения	МВт	1 849,1486	536,3884	217,1563	120,2603	1 970,8850	1 815,3780	524,2466	212,0691	116,0210	1 908,9465	1 832,2633	530,3175	214,6127	118,1407	1 939,9158
Технологические потери в электрической сети, ДОПИ		МВт	9,418	2,413	2,759	2,375	16,964	9,004	2,341	2,769	2,291	16,405	9,211	2,377	2,764	2,333	16,685
2.	Потери	%	3,08%	2,70%	7,62%	11,85%	5,18%	2,99%	2,68%	7,84%	11,85%	5,17%	3,03%	2,69%	7,73%	11,85%	5,18%

		МВт	56,8901	14,4804	16,5510	14,2488	102,1704	54,2273	14,0447	16,6162	13,7468	98,6350	55,5587	14,2626	16,5836	13,9978	100,4027
2.1	Потери с учетом ДОПИ	%	3,57%	3,15%	8,75%	13,64%	6,03%	3,47%	3,13%	8,99%	13,64%	6,02%	3,52%	3,14%	8,87%	13,64%	6,02%
		МВт	65,9228	16,8938	19,3095	16,6237	118,7498	63,0245	16,3855	19,3856	16,0379	114,8335	64,4737	16,6397	19,3475	16,3308	116,7917
3.	Отпущено эл.энерг.	МВт	1792,2585	521,9080	200,6053	106,0114	1868,7146	1761,1507	510,2018	195,4529	102,2743	1810,3116	1776,7046	516,0549	198,0291	104,1429	1839,5131
3.1	Сальдо-переток в след.уровня напряжения	МВт	527,2475	104,6202	120,2009	0,0000	752,0686	543,2220	99,5358	116,0103	0,0000	758,7682	535,2348	102,0780	118,1056	0,0000	755,4184
3.2	в том числе из сети ВН	МВт					0,0000					0,0000					0,0000
3.3	в том числе из сети СН1	МВт	419,8600				419,8600	435,9037				435,9037	427,8819				427,8819
3.4	в том числе из сети СН2	МВт	107,3875	104,5611			211,9486	107,3183	99,5252			206,8435	107,3529	102,0432			209,3961
3.5	в том числе из сети НН	МВт	0,0000	0,0590	120,2009		120,2600	0,0000	0,0106	116,0103		116,0209	0,0000	0,0348	118,1056		118,1405
4	Полезный отпуск всего	МВт	1265,0110	417,2879	80,4043	106,0114	1868,7146	1217,9287	410,6660	79,4426	102,2743	1810,3116	1241,4699	413,9769	79,9235	104,1429	1839,5131
4.1	Прочие потребители, в т.ч.	МВт	314,3267	59,6519	40,9252	15,7882	430,6920	304,5399	60,8486	41,8594	19,6552	426,9031	309,4333	60,2502	41,3923	17,7217	428,7975
4.1.1	одноставочники	МВт	117,7641	14,0506	29,7001	12,7826	174,2974	107,0720	14,7264	31,4182	16,8907	170,1073	112,4180	14,3885	30,5592	14,8366	172,2024
4.1.2	двуставочники	МВт	196,5626	45,6013	11,2251	3,0057	256,3946	197,4679	46,1221	10,4412	2,7645	256,7957	197,0153	45,8617	10,8331	2,8851	256,5952
4.2	Население в т.ч.	МВт	0,5540	0,2776	8,4167	91,9602	101,2084	0,5167	0,2606	8,5483	84,3218	93,6474	0,5354	0,2691	8,4825	88,1410	97,4279

4.2.1	с 0,7	МВт	0,4140	0,2770	7,9510	89,923 0	98,5650	0,3910	0,2600	8,0940	82,430 4	91,1754	0,4025	0,2685	8,0225	86,176 7	94,8702
4.2.2	без 0,7	МВт	0,1400	0,0006	0,4657	2,0371	2,6434	0,1257	0,0006	0,4543	1,8914	2,4720	0,1329	0,0006	0,4600	1,9643	2,5577
4.3	Производственные нужды ЭСО	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.4	Перетоки в смежные сетевые организации в т.ч. в:	МВт	950,130 4	357,35 84	31,062 4	- 1,7370	1 336,814 2	912,872 1	349,55 69	29,034 9	- 1,7027	1 289,761 2	931,501 2	353,457 6	30,048 7	- 1,7198	1 313,2877
4.4.1	Не сетевых организаций	МВт	646,628 9	0,2350	0,6645	0,0000	647,528 4	550,539 2	0,0491	0,5085	0,0000	551,096 8	598,584 1	0,1421	0,5865	0,0000	599,3126
4.4.1. 1	ОАО "ФСК ЕЭС"	МВт	6,6294	0,0000	0,0000	0,0000	6,6294	4,1148	0,0000	0,0000	0,0000	4,1148	5,3721	0,0000	0,0000	0,0000	5,3721
4.4.1. 2	МСК	МВт	518,536 8	0,0000	0,0000	0,0000	518,536 8	434,340 9	0,0000	0,0000	0,0000	434,340 9	476,438 8	0,0000	0,0000	0,0000	476,4388
4.4.1. 3	Алтайэнерго	МВт	0,0068	0,0000	0,0000	0,0000	0,0068	0,0023	0,0000	0,0000	0,0000	0,0023	0,0046	0,0000	0,0000	0,0000	0,0046
4.4.1. 4	Красноярскэнерго	МВт	0,0188	0,0000	0,0000	0,0000	0,0188	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0094	0,0000	0,0000	0,0000	0,0094
4.4.1. 5	Новосибирскэнерго	МВт	22,1321	0,0000	0,0000	0,0000	22,1321	28,0624	0,0000	0,0000	0,0000	28,0624	25,0973	0,0000	0,0000	0,0000	25,0973
4.4.1. 6	ОАО "ТРК"	МВт	5,1928	0,2101	0,0000	0,0000	5,4029	1,9038	0,0071	0,0000	0,0000	1,9109	3,5483	0,1086	0,0000	0,0000	3,6569
4.4.1. 8	в сети Генерирующих компаний (ОГК, АЭС, ТГК, собст.ген.РСК и т.п.)	МВт	94,1122	0,0249	0,6645	0,0000	94,8016	82,1150	0,0420	0,5085	0,0000	82,6655	88,1136	0,0335	0,5865	0,0000	88,7336
4.4.2	Перетоки в смежные сетевые организации в т.ч. в:	МВт	950,130 4	357,35 84	31,062 4	- 1,7370	1 336,814 2	912,872 1	349,55 69	29,034 9	- 1,7027	1 289,761 2	931,501 2	353,457 6	30,048 7	- 1,7198	1 313,2877
4.4.2. 1	«Горэлектросеть» ООО (ИНН 4217127144)	МВт	94,2980	37,703 0	6,2150	0,0000	138,216 0	91,9240	38,162 0	5,1860	0,0010	135,273 0	93,1110 00	37,9325 00	5,7005 00	0,0005 00	136,7445 00
4.4.2. 2	«ЕвразЭнергоТранс» ООО (ИНН 4217084532)	МВт	228,327 5	14,259 5	0,0000	0,0000	242,587 0	219,707 0	14,101 0	0,0000	0,0000	233,808 0	224,017 3	14,1803	0,0000	0,0000	238,1975

[illegible]

5.1	«Горэлектросеть» ООО (ИНН 4217127144)	МВт	137,5620						134,6920						136,1270			
5.2	«ЕвразЭнергоТранс» ООО (ИНН 4217084532)	МВт	160,3810						141,6750						151,0280			
5.3	«Кузбасская энергосетевая компания» ООО (ИНН 4205109750)	МВт	259,7380						251,2890						255,5135			
5.4	«КузбассЭлектро» ОАО (ИНН 4202002174)	МВт	68,6340						72,0380						70,3360			
5.6	«Оборонэнерго» АО (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	МВт	1,8810						1,6810						1,7810			
5.7	«ОЭСК» ООО (ИНН 4223052779)	МВт	62,3280						59,5760						60,9520			
5.8	«РЖД» ОАО (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	МВт	212,7379						199,2201						205,9790			
5.10	«СДС-Энерго» ХК ООО (ИНН 4250003450)	МВт	69,2006						69,1985						69,1996			
5.11	«Северо-Кузбасская энергетическая компания» АО (ИНН 4205153492)	МВт	248,5297						249,1535						248,8416			
5.14	«Электросеть» АО (ИНН 7714734225)	МВт	9,7250						10,5670						10,1460			
5.16	«ЭнергоПаритет» ООО (ИНН 4205262491)	МВт	106,0970						100,6710						103,3840			
6	Проверка		0,0000	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,0000	0,0000	0,000 0	0,000 0	0,000 0	0,0000	0,0000	0,0000	0,000 0	0,000 0	0,0000	

Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов из себестоимости

Согласно пункту 12 Основ ценообразования № 1178 при регулировании цен (тарифов) применяются метод экономически обоснованных расходов (затрат), метод индексации тарифов, метод сравнения аналогов, метод доходности инвестированного капитала и метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Выбор метода регулирования в отношении каждой организации, осуществляющей регулируемую деятельность, производится регулирующим органом с учетом положений Основ ценообразования № 1178.

Для регулирования ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, долгосрочный период составляет 5 лет с 2024 по 2028 годы.

Основы применения метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки указаны в пункте 38 Основ ценообразования № 1178.

Согласно пункту 16 Основ ценообразования № 1178 определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. В соответствии с пунктом 17 Основ ценообразования № 1178 в необходимую валовую выручку включаются планируемые на расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), и расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения).

В соответствии с Методическими указаниями № 98-Э по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (Методические указания №98-э) статьи расходов относятся к «Подконтрольным расходам» (ПР) и «Неподконтрольным расходам» (НР).

Базовый уровень подконтрольных расходов, являющийся одним из долгосрочных параметров, которые не подлежат изменению в течение долгосрочного периода, определяется с использованием метода экономически обоснованных расходов (затрат).

При расчете базового уровня подконтрольных расходов, связанных с передачей электрической энергии, в базовом году долгосрочного периода регулирования учитываются следующие статьи затрат:

1) сырье и материалы, определяемые в соответствии с пунктом 24 Основ ценообразования;

- 2) ремонт основных средств, определяемый на основе пункта 25 Основ ценообразования;
- 3) оплата труда, определяемая на основе пункта 26 Основ ценообразования;
- 4) другие подконтрольные расходы, в том числе расходы на обслуживание заемных средств, а также расходы по коллективным договорам и другие расходы, осуществляемые из прибыли регулируемой организации.

В состав других подконтрольных расходов не включаются расходы, 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 отклонением фактических значений параметров расчета тарифов от планировавшихся значений параметров расчета тарифов, а также расходы, учтенные при определении неподконтрольных расходов.

Неподконтрольные расходы формируются методом экономически обоснованных расходов.

Подконтрольные расходы

В соответствии с пунктом 2 Основ ценообразования «подконтрольные расходы» - расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, за исключением расходов на финансирование капитальных вложений, расходов на амортизацию основных средств и нематериальных активов, расходов на возврат и обслуживание заемных средств, в том числе направленных на финансирование капитальных вложений, расходов, связанных с арендой имущества, используемого для осуществления регулируемой деятельности, лизинговых платежей, расходов на оплату услуг (продукции), оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, а также налогов и сборов, предусмотренных законодательством Российской Федерации о налогах и сборах, расходов на оплату нормативных потерь в сетях.

В документах на 2025 год, представленных ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» отражено соблюдение требований, предусмотренных Федеральным законом от 18.07.2011 № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».

В соответствии с Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (Методические указания №98-э) статьи расходов относятся к «Подконтрольным расходам» (ПР) и «Неподконтрольным расходам» (НР).

Подконтрольные расходы, в соответствии со статьей 12 Методических указаний 98-э, включают в себя следующие статьи затрат:

- сырье и материалы;
- ремонт основных средств;
- оплата труда;

- другие подконтрольные расходы, осуществляемые из прибыли регулируемой организации.

Подконтрольные расходы на очередной (второй) год долгосрочного периода определяются индексацией базового уровня подконтрольных расходов по формуле (2) Методических указаний 98-э:

$$HBB_i^{cod} = PP_i + NP_i + B_i + Y_i + d_i \times \Delta \mathcal{E} \Pi_i + HBB_{i-2}^{cod} \times KHK_i$$

PP_i - подконтрольные расходы, определяемые в соответствии с пунктом 11(1) Методических указаний и учтенные в году i долгосрочного периода регулирования. В случае пересмотра на год i базового уровня подконтрольных расходов по основаниям, установленным в абзаце тринадцатом пункта 7, абзаце двадцатом пункта 12 Основ ценообразования, пункте 8 Правил регулирования, а также на основании поручений, содержащихся в актах Президента Российской Федерации, поручений и указаний Президента Российской Федерации, поручений, содержащихся в актах Правительства Российской Федерации и (или) протоколах заседаний Правительства Российской Федерации, поручений Председателя Правительства Российской Федерации, в качестве PP_i принимается базовый уровень подконтрольных расходов с учетом его пересмотра (тыс. руб.);

NP_i , NP_i - неподконтрольные расходы, определяемые методом экономически обоснованных расходов, соответственно для базового и i -го года долгосрочного периода регулирования, включающие в себя:

- расходы на финансирование капитальных вложений из прибыли (в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования) (тыс. руб.). Указанные расходы с учетом возврата заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, не могут превышать 12% от необходимой валовой выручки регулируемой организации, определенной в соответствии с настоящими Методическими указаниями без учета расходов на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии, расходов на финансирование капитальных вложений из прибыли и налога на прибыль на капитальные вложения, расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемых ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций, возврата заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, расходов, связанных с арендой объектов электросетевого хозяйства, используемого для осуществления регулируемой деятельности, в том числе по договорам финансовой аренды (лизинга);

- оплату налогов на прибыль, имущество и иных налогов (в соответствии с пунктами 20 и 28 Основ ценообразования) (тыс. руб.);

- амортизацию основных средств и нематериальных активов (в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования) (тыс. руб.);

- расходы на возврат и обслуживание долгосрочных заемных средств, в том числе направляемых на финансирование капитальных вложений в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования;

- расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов, предусмотренных пунктом 87 Основ ценообразования (тыс. руб.);

- расходы на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, рассчитанные исходя из размера тарифов, установленных в отношении товаров и услуг указанных организаций (тыс. руб.);

- прочие расходы, учитываемые при установлении тарифов на i -й год долгосрочного периода регулирования (тыс. руб.);

B_i - расходы i -го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных в том числе по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.) и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования.

Y_i - планируемые на период регулирования, соответствующий году i , расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемые до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. № 246 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2020, № 11, ст. 1550) (тыс. руб.);

$\Delta \mathcal{E} \Pi_i$, $\Delta \mathcal{E} \Pi_i$, d_i , d_i - соответственно 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, и доля $\Delta \mathcal{E} \Pi_i$, $\Delta \mathcal{E} \Pi_i$, которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1;

КНК_i - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году *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,

Подконтрольные расходы рассчитаны в соответствии с Методическим указаниями 98-Э расчет предоставлен в таблице 9:

Таблица 9

**Расчет подконтрольных расходов ПАО «Россети Сибирь» -
«Кузбассэнерго – РЭС» на 2025 год**

№п/п	Показатель	Ед. изм.	2024 год	2025 год				
			Утверждено РЭК Кузбасса	Предложение предприятия	Предложение предприятия 13.11.24	Принято	Отклонение	Рост %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расчет коэффициента индексации								
1	ИПЦ	%	7,20%	4,20%	5,80%	5,80%	-	-19%
2	Индекс эффективности операционных расходов	%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	-	-
3	Количество активов	у.е.	106 775,34	108 969,95	137 908,00	107 682,56	907	1%
4	Индекс изменения количества активов	%	-3,89%	2,06%	29,16%	0,85%	0	-
5	Коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75	0,75	0,75	0,75	0	0%
6	Итого коэффициент индексации		1,0303	1,0475	1,2765	1,05409458		2%
1. Расчет подконтрольных расходов								
1.1.	Материальные затраты	тыс.руб.	581 457	609 066	1 418 517	612 910	31 454	5%
1.1.1.	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	365 393	382 743	385 159	385 159	19 766	5%
1.1.2.	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс.руб.	216 064	226 323	1 033 358	227 752	11 688	5%
1.2.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	2 648 313	2 774 060	2 791 572	2 791 572	143 259	5%
	Среднесписочная численность	чел.	2 655	2 655		2 655	0	0%
	Средняя заработная плата	руб./чел. в мес.	83 134	87 082		87 632	4 497	5%
1.3.	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	914 323	957 737	1 141 492	963 783	49 460	5%
1.3.1.	Ремонт основных фондов	тыс.руб.	558 758	585 289	713 237	588 983	30 226	5%
1.3.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс.руб.	179 529	188 054	189 241	189 241	9 712	5%
1.3.2.1.	Услуги связи	тыс.руб.	26 410	27 664	27 839	27 839	1 429	5%
1.3.2.2.	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	63 028	66 020	66 437	66 437	3 409	5%
1.3.2.3.	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	49 545	51 897	52 225	52 225	2 680	5%
1.3.2.4.	Расходы на аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.	1 208	1 265	1 273	1 273	65	5%
1.3.2.5.	Транспортные услуги	тыс.руб.				0	0	0%
1.3.2.6.	Прочие услуги сторонних организаций	тыс.руб.	39 339	41 207	41 467	41 467	2 128	5%
1.3.3.	Расходы на командировки и представительские	тыс.руб.	14 692	15 390	15 487	15 487	795	5%
1.3.4.	Расходы на подготовку кадров	тыс.руб.	11 289	11 825	11 900	11 900	611	5%
1.3.5.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	20 177	21 135	21 269	21 269	1 091	5%
1.3.6.	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	50 712	53 120	53 456	53 456	2 743	5%
1.3.7.	Теплоэнергия	тыс.руб.				0	0	0%
1.3.8.	Расходы на страхование	тыс.руб.	11 467	12 012	12 088	12 088	620	5%
1.3.9.	Другие прочие расходы	тыс.руб.	67 697	70 912	124 815	71 359	3 662	5%
1.4.	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	37 423	39 200	39 447	39 447	2 024	5%
ИТОГО подконтрольные расходы		тыс.руб.	4 181 516	4 380 062	5 391 029	4 407 713	226 197	5%

Подконтрольные расходы, учтенные на год i долгосрочного периода регулирования, а также корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов определяются по формулам:

$$PP_i = PP_1 \times \prod_j^i K_{\text{индж}}, \quad (9.3),$$

$$K_{\text{индж}} = (1 - X_j) \times (1 + I_j) \times (1 + ИКА_j), \quad (9.4),$$

$$ИКА_j^0 = K_{\text{эл}} \times \frac{ye_j - ye_{j-1}}{ye_{j-1}}, \quad (9.5),$$

где:

j - номер расчетного года долгосрочного периода регулирования, начиная с года, следующего за годом установления (пересмотра) базового уровня подконтрольных расходов;

PP_i - подконтрольные расходы, учтенные соответственно в году i долгосрочного периода регулирования, (тыс. руб.).

PP_1 - уровень подконтрольных расходов на первый (базовый) год долгосрочного периода регулирования (базовый уровень подконтрольных расходов). В случае пересмотра базового уровня подконтрольных расходов по основаниям, установленным в абзаце тринадцатом пункта 7, абзаце двадцатом пункта 12 Основ ценообразования, пункте 8 Правил регулирования, а также на основании поручений, содержащихся в актах Президента Российской Федерации, поручений и указаний Президента Российской Федерации, поручений, содержащихся в актах Правительства Российской Федерации и (или) протоколах заседаний Правительства Российской Федерации, поручений Председателя Правительства Российской Федерации, в качестве PP_1 принимается базовый уровень подконтрольных расходов с учетом его пересмотра (тыс. руб.);

$K_{\text{индж}}$ - коэффициент индексации на год j ;

X_j - индекс эффективности подконтрольных расходов, установленный регулируемыми органами в соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования;

I_j - прогнозное годовое значение индекса потребительских цен, а при наличии известных фактических значений используется фактическое годовое значение индекса потребительских цен.;

$ИКА_j$ - индекс изменения количества активов, рассчитанный в процентах на год j ;

$K_{\text{эл}}$ - коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, в отношении регулируемых организаций, осуществляющих передачу электрической энергии, равный 0,75;

ue_j, ue_{j-1} - 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.

$$ИКА_j^0 = K_{эл} \times \frac{ue_j - ue_{j-1}}{ue_{j-1}}$$

$$K_{индj} = (1 - X_j) \times (1 + I_j) \times (1 + ИКА_j)$$

$$ИКА_j = \left(1 + 0,75 \times \frac{107\,682,46 - 106\,775,34}{106\,775,34} \right) = 0,006375,$$

Таким образом, коэффициент индексации составит:

$$И_i = (1 + 5,8\%) \times (1 - 1,0\%) \times \left(1 + 0,75 \times \frac{107\,682,56 - 106\,775,34}{107\,682,56} \right) = 1,05409456.$$

Плановый уровень подконтрольных расходов на 2025 год составит:

4 181 516,54 (базовый уровень подконтрольных расходов на 2024 год) * 1,05409456 (коэффициент индексации) = 4 407 713 тыс. руб.

С учетом постановления Правительства РФ от 19.11.2024 №1582 показатель удельной величины операционных (подконтрольных) расходов в расчете на единицу количества активов на 2025 год составит:

4 407 713 тыс. руб. / 107 682, 56 у.е. = 40, 93 руб. /у.е.

Анализ фактических подконтрольных расходов отражен в таблице 10

Таблица 10

Анализ фактических подконтрольных расходов за 2023 год

	Показатель	Ед. изм.	2023 год					0,00
			Утверждено РЭК					
			Утверждено РЭК Кузбасса, предписание ФАС России	Факт	Анализ Факта	Комментарии, примечания и выводы экспертов	Отклонение	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ИПЦ	%	6,00%	5,87%	5,90%		0	0
2	Индекс эффективности операционных расходов	%	2,0%	2,0%	2,0%		0	
3	Количество активов	у.е.	111 100,96	111 636,30	108 032,74		535	
4	Индекс изменения количества активов	%	1,10%	75,00%	-1,43%		1	
5	Коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75	0,01	0,75		-1	
6	Итого коэффициент индексации		1,0474		1,0267		-1	

	Показатель	Ед. изм.	2023 год					0,00
			Утверждено РЭК					
			Утверждено РЭК Кузбасса, предписание ФАС России	Факт	Анализ Факта	Комментарии, примечания и выводы экспертов	Отклонение	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1.	Материальные затраты	тыс.руб.	280 335	217 649	204 746		-75 589	
1.1.1.	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	211 327,07	196 533,24	186 626	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие : 1) 9 259,23 тыс. руб. материалы для эксплуатации. 2) 16 574,92 тыс. руб. зап. части (шины АБ автоламп). 3) 51 505 тыс. руб. ГСМ. 4) 61 368 тыс. руб. спец. одежда на переаачу эо,(в том числе 46 656 тыс. руб. малоценное имущество спец. одежда, 21 818,16 тыс. руб. спец. одежда в экспл.). 5) 21 131, тыс. руб. малоценное имущество электротехнические средства. 6) 3 936 тыс. руб. прочие сизы. 7) 2 984 тыс. руб. оргтехника, ПК и др. 8) 9 871,21 тыс. руб. расход мат для оргтехники. 9) 980, тыс. руб. средства связи. 10) 775 тыс. руб (мебель). 11) 398 тыс. руб. форменная одежда. 12) 7322 тыс. руб. материалы охрана труда. Итого 186 626 тыс. руб.	-24 701	-12%
1.1.2.	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс.руб.	69 007,56	21 115,34	18 120	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие: 1) 2 690 услуги по обслуживанию оборудования. 2) 2 083 тыс. руб. проверка трансформаторов. 3) 4 410 услуги по тех надзору. 4) 4 269 тыс. руб. диагностика и испытание передаточных устройств. 5) 3 627 тыс. руб. другие услуги производственного характера. 6) 962 тыс. руб. транспортные расходы. 7) 78 тыс. руб. услуги транспорта. Итого в папке 1.1.2. Работы и УПХ 18 120 тыс. руб.	-50 888	-74%
1.2.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	1 629 836,64	1 973 967,34	1 953 310	Предоставлены выгрузки за 2023 год	323 473	20%
	Среднесписочная численность	чел.	2 531,70		2 115	Статистическая форма П-4	-416	-16%
	Средняя заработная плата	руб./чел. в мес.	33 648	9	76 946		23 299	-43%
1.3.	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	942 689	1 112 183	1 068 012		125 323	13%
1.3.1.	Ремонт основных фондов	тыс.руб.	610 309	760 745	760 612	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие: 1) 760 612 тыс. руб.	150 303	25%
1.3.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс.руб.	204 266	196 924	183 709		-20 557	-10%
1.3.2.1.	Услуги связи	тыс.руб.	12 858	29 188	27 784	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие: 1) 3 152 тыс. руб. стационарная связь. 2) 7 255,1 тыс. руб. мобильная связь. 3) 211 тыс. руб. интернет. 4) 12 945 тыс. руб. аренда каналов связи 5) 984 тыс. руб. радиочастотный центр. 6) 3 235 тыс. руб. прочие услуги связи. Итого в папке 1.3.2.1. Услуги связи предоставлены расходы на сумму 27 784 тыс. руб.	14 926	116%
1.3.2.2.	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	67 042	58 355	57 966	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие: 1) 1 000 тыс. руб. пожарная охрана. 2) 56 966 тыс. руб. Итого папка 1.3.2.2. Р-ды на охрану и пожарную охрану 57 966 тыс. руб.	-9 076	-14%
1.3.2.3.	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	163	75 833	70 335	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие : 1) 37 728 тыс. руб. программное обеспечение 2) 28 529 тыс. руб. ИТ услуги. 3) 1 399 тыс. руб. содержание и ремонт компьютеров. 4) 2359 тыс. руб. содержание средств связи. 5) 320 тыс. руб. прочие инфо услуги. Итого папка 1.3.2.3. Р-ды на юр и инф услуги. 70 335 тыс. руб.	70 172	42960%

	Показатель	Ед. изм.	2023 год					
			Утверждено РЭК					
			Утверждено РЭК Кузбасса, предписание ФАС России	Факт	Анализ Факта	Комментарии, примечания и выводы экспертов	Отклонение	0,00
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.3.2.4.	Расходы на аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.	277	1 345	74	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие : 1) 1 143,7 тыс. руб. аудиторские 2) 98 тыс. руб. Консультационные услуги по инвестиционной политике; 3) 73 тыс. руб. консультационные по бух учету Итого палка 1.3.2.4. Расходы на аудиторские и консультационные 74 тыс. руб учтены консультационные услуги по Бух Уч и Налоговому учету.	-203	-73%
1.3.2.5.	Транспортные услуги	тыс.руб.	0				0	0%
1.3.2.6.	Прочие услуги сторонних организаций	тыс.руб.	123 926	32 203	27 550	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие : 1) 131,01 тыс. руб. проверка пожарных лестниц, 2) 1 910 тыс. руб. услуги тех освидетельствований зданий и сооружений 3) 11 794,36 тыс. руб. Уборка помещений 4) 137,27 тыс. руб. услуги по дезинфекции, дезинскции и инвентаризации, 5) 709,65 тыс. руб. Прочие затраты по содержанию зданий и инвентаризации, 6) 521,86 тыс. руб. тех обслуживание учета УПД № 133, 7) 429,23 тыс. руб. т/о кондиционеров, 8) 747,64 тыс. руб. техосмотр, 9) 7240,68 тыс. руб. техобслуживание, 9) 17 тыс. руб. шиномонтаж, 10) 75,13 тыс. руб. прочие расходы по эксплуатации транспорта, 11) 5,74 тыс. руб. усл по орган и провед конкурса по закупкам, 12) 1095,16 тыс. руб. расходы на экологию, 13) 203,76 тыс. руб. гидрометеорологические услуги, 14) 509,55 тыс. руб. прочие услуги сторонних организаций Итого палка 1.3.2.6. Прочие услуги в размере 27 550 тыс. руб.	-96 375	-78%
1.3.3.	Расходы на командировки и представительские	тыс.руб.	18 013	21 164	16 265	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие: 1) 707,332 тыс. руб. представительские расходы, 2) 5 170,59949 тыс. руб. командировочные 3) 11 094,46585 тыс. руб. командировки на производство Итого палка 1.3.3 Расходы на командировочные и представит 16 265 тыс руб	-1 748	-10%
1.3.4.	Расходы на подготовку кадров	тыс.руб.	8 871	15 073	13 626	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие: 1) 225,657 тыс. руб. расходы по подбору персонала, 2) 13400,04925 тыс. руб. командировочные Итого палка 1.3.4 Расходы на командировочные и представит 13 626 тыс. руб.	4 755	54%
1.3.5.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	590	16 096	16 041	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие: 1) 51 тыс. руб. лечебно профилактические питание и спецжиры, 2) 358,39 тыс. руб. прочие расходы на охрану труда 3) 6151,02 тыс. руб. мероприятия по предупреждению заболеваний нап производстве 4) 8382,60 услуги по предрейсовому медосмотру водителей 5) 984,242 тыс. руб. Мед осмотры. 6) 114,12428 Химичистка и прачечная Итого палка 1.3.5 Расходы на командировочные и представит 13 626 тыс. руб.	15 451	2620%
1.3.6.	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	55 163	48 949	48 250	Предоставлены обосновывающие материалы: 1) договоры, 2) дополнительные соглашения 3) с-ф, акты, 4) выгрузка фактических расходов Палка 2.6.1 Эл.эн на хоз нужды	-6 913	-13%

1	Показатель	Ед. изм.	2023 год					
			Утверждено РЭК					
			Утверждено РЭК Кузбасса, предписание ФАС России	Факт	Анализ Факта	Комментарии, примечания и выводы экспертов	Отклонение	0,00
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.3.7.	Теплоэнергия	тыс.руб.					0	0%
1.3.8.	Расходы на страхование	тыс.руб.	5 849	23 487	10 314	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие: 1) 8850 тыс. руб. ДМС зданий и сооружений, 2) 1953 тыс. руб. ОСАГО, 3) 11 тыс. руб. ОСПО Итого папка 1.3.6 Расходы на страхование 10 314 тыс. руб.	4 465	76%
1.3.9.	Другие прочие расходы	тыс.руб.	39 629	29 744	19 194	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие : 1) 1542,08 тыс. руб. канцелярские расходы, 2) 370,12 тыс. руб. техлитература, специлитература 3) 51,8 расходы по технологическому присоединению 4) 193,35 тыс. руб. услуги по сертификации 5) 239,66 Сертификационные и прочие проверки ИСМ 6) 976,80 Почтово телеграфные расходы 7) 0,94 тыс. руб. нотариальные услуги 8) 320,28 типографические расходы 9) 6 571,89 тыс. руб. землеустроительные работы 10) 344,18 тыс. руб Другие затраты на получение разрешений 11) 8 413,68 затраты на оплату больничных 12) 170 тыс. руб. прочие затраты Итого папка 1.3.7 РДругие прочие 19 194 тыс руб	-20 434	-52%
1.4.	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	8 566	28 187	1 655	Предоставлены выгрузки по видам расходов следующие: 1) 26,40 тыс. руб. МП участникам ВОВ, 2) 248,83 тыс. руб. МП погребение 3) 504,40 т.р. Рождение ребенка. Итого папка 1.3.9.1. Расходы на пошрении 1 655 тыс. руб.	-6 911	-81%
ИТОГО подконтрольные расходы		тыс.руб.	2 861 426	3 331 985	3 227 722		366 296	13%

Таким образом фактические подконтрольные расходы составили 3 227 722 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы

В соответствии с пунктом 11 Методических указаний №98-э неподконтрольные расходы определяются методом экономически обоснованных затрат и включают:

- расходы на финансирование капитальных вложений из прибыли (в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования) (тыс. руб.). Указанные расходы с учетом возврата заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, не могут превышать 12% от необходимой валовой выручки регулируемой организации, определенной в соответствии с настоящими Методическими указаниями без учета расходов на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии, расходов на финансирование капитальных вложений из прибыли и налога на прибыль на капитальные вложения, расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемых ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций,

возврата заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, расходов, связанных с арендой объектов электросетевого хозяйства, используемого для осуществления регулируемой деятельности, в том числе по договорам финансовой аренды (лизинга);

- оплату налогов на прибыль, имущество и иных налогов (в соответствии с пунктами 20 и 28 Основ ценообразования) (тыс. руб.);

- амортизацию основных средств (в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования) (тыс. руб.);

- расходы на возврат и обслуживание долгосрочных заемных средств, в том числе направляемых на финансирование капитальных вложений в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования;

- расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов, предусмотренных пунктом 87 Основ ценообразования (тыс. руб.);

- расходы на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, рассчитанные исходя из размера тарифов, установленных в отношении товаров и услуг указанных организаций (тыс. руб.);

- прочие расходы, учитываемые при установлении тарифов на i-й год долгосрочного периода регулирования (тыс. руб.)

Расходы на оплату услуг по передаче электроэнергии по магистральным сетям (ПАО «ФСК ЕЭС»)

В обоснование расходов предприятием представлен договор с ПАО «ФСК ЕЭС» Договор от 25.01.2012 г № 556/П, Оплата услуг ОАО ФСК ЕЭС. Предприятие планирует расходы по данной статье на 2025 год в сумме 4 176 765 тыс. руб.

ФАС России приказом от 11.10.2024 г №720/24-ДСП утверждён сводный прогнозный баланс поставок электрической энергии и мощности, в том числе объёмы заявленной мощности потребителей услуг по передаче электроэнергии по сетям ЕНЭС на 2025 год. Поскольку деятельность по передаче электроэнергии по ЕНЭС подлежит государственному регулированию федеральным органом исполнительной власти в сфере тарифного регулирования (ФАС России), объёмы услуг, оказываемых предприятию определены ФАС России.

Стоимость услуг ПАО «ФСК ЕЭС» утверждена приказом ФАС России от 31.10.2023 № 786/23 «Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемые публичным акционерным обществом «Федеральная сетевая компания – Россети», на 2024 год», с учетом прогноза Минэкономразвития (ИПЦ 14,3%).

Стоимость потерь учтена, на основании прогноза НП Совет Рынка «Прогнозные значения ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по

электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, на следующий период регулирования по субъектам Российской Федерации на 2025 год» (опубликован от 01.11.2024 года) в размере 2 990 руб./МВт.ч.

Параметры расчета, используемые для расчета на оплату услуг по передаче электроэнергии по магистральным сетям (ПАО «ФСК ЕЭС») отражены в таблице 11:

Таблица 11

Расчёт расходов на плату ПАО «ФСК ЕЭС» на 2025 год

Наименование	Реквизиты договора, пункт в реестре обосновывающих документов	Реквизиты согласования мощности, пункт в реестре обосновывающих документов	1 полугодие 2025 года	2 полугодие 2025 года	2025 год
Мощность, мВт/мес.	Договор от 25.01.2012 г № 556/П	СПБ от 11.10.2024 г №720/24-ДСП	903,951	978,123	941,037
Потери, мВт.ч			122,686	115,061	237,746
Стоимость потерь, руб./мВт.ч			2 990	2 990	приказом ФАС России от 31.10.2023 № 786/23 и Минэкономразвития
Ставка за мощность, руб./мВт. /мес.			282 975,72	323 441,25	
Всего расходы, тыс. руб.			1 901 606,83	2 242 222,98	4 143 829,81

Фактические расходы за 2023 г (путь: TZ_2025 → 2.1. ФСК+) в соответствии с договором и представленными предприятиями счет-фактурами составили

2 603 879 тыс. руб. согласно таблице 12:

Таблица 12

Фактические расходы на услуги на оплату услуг по передаче электроэнергии по магистральным сетям (ПАО «ФСК ЕЭС»)

№ п/п	заявленная мощность, МВт	тариф, руб/МВт в мес.	сумма, руб.	отпуск э/э в сальдированном выражении из сетей 330кВ и ниже	отпуск э/э в сальдированном выражении из сетей 220кВ и ниже	норматив потерь в сетях 330кВ и ниже, %	норматив потерь в сетях 220кВ и ниже, %	Объем потерь	Объем потерь	тариф	сумма, руб.	Итого, тыс. руб.
1	669,06	240 909,93	161 183 197,77	137 877,21	126 516,20	3,82%	3,75%	5 266,9	4 744,36	2 420,22	24 229 468,34	185 413
2	669,06	240 909,93	161 183 197,77	129 691,50	149 457,36	3,82%	3,75%	4 954,2	5 604,65	2 236,31	23 612 898,13	184 796
3	669,06	240 909,93	161 183 197,77	130 116,11	174 525,98	3,82%	3,75%	4 970,4	6 544,72	3 060,60	35 243 297,87	196 426
4	669,06	240 909,93	161 183 197,77	165 841,19	217 500,10	3,82%	3,75%	6 335,1	8 156,25	2 702,56	39 163 842,90	200 347
5	669,06	256 086,62	171 337 313,98	152 393,10	300 660,10	3,82%	3,75%	5 821,4	11 274,75	2 422,85	41 421 455,72	212 759
6	669,06	256 086,62	171 337 313,98	128 734,05	468 733,42	3,82%	3,75%	4 917,6	17 577,50	1 865,63	41 967 615,43	213 305
7	764,14	256 086,62	195 685 517,63	121 451,13	464 997,83	3,82%	3,75%	4 639,4	17 437,42	2 075,91	45 829 557,56	241 515
8	764,14	256 086,62	195 685 517,63	119 263,90	411 906,11	3,82%	3,75%	4 555,9	15 446,48	2 168,92	43 383 519,05	239 069
9	764,14	256 086,62	195 685 517,63	107 788,11	385 795,77	3,82%	3,75%	4 117,5	14 467,34	2 149,71	39 952 031,67	235 638
10	764,14	256 086,62	195 685 517,63	121 456,41	304 509,51	3,82%	3,75%	4 639,6	11 419,11	2 515,89	40 402 027,79	236 088
11	764,14	256 086,62	195 685 517,63	125 538,35	225 116,96	3,82%	3,75%	4 795,6	8 441,89	2 339,77	30 972 590,48	226 658
12	764,14	256 086,62	195 685 517,63	149 200,85	149 200,85	3,82%	3,75%	5 699,5	10 968,42	2 170,64	36 179 996,03	231 866
			2 161 520 524,82					60713,2434		2 344,08	442 358 300,95	2 603 879

Расходы на теплоэнергию

Расходы на покупку теплоэнергии включаются в состав расходов, связанных с производством и реализацией на основании подпункта 2 пункта 18 и пункта 22 Основ ценообразования №1178 и относятся к неподконтрольным расходам в соответствии с п.11 Методических указаний 98-э.

Предприятие заявляет на 2025 год расходы по данной статье в сумме 20 524 тыс. руб. В обоснование предприятием представлены следующие документы:

- расшифровку фактических расходов на теплоэнергию (путь: \14-01-275 от 24.04.2024, 1.4-01-280 (вх 3017 от 26.04.2024, вх 3018 от 26.04.2024) \TZ_2025\2.2. Теплоэнергия+);
- Реестр, заключенных договоров (таблица 13);

Таблица 13

Реестр, заключенных договоров на 2025 год

№ п/п	Наименование договора, (номер, дата)	Контрагент (поставщик, подрядчик)	Пояснение	Срок действия договора, наличие пролонгации
1	№ 348Т/18.4200.686.14 от 22.11.2013	АО «Кемеровская генерация»	Договор заключен на максимальный объем	с пролонгацией
2	№ЮОП-233/41.4200.897.2022 от 29.10.2021	ООО «Интеграл»	Договор заключен на максимальный объем	с пролонгацией
3	№ 39/18 тэ от 23.05.2019	МКП «Тепло»	Договор заключен на максимальный объем	с пролонгацией
4	№014-т/41.4200.89.15 от 11.08.14	АО «Кузбассэнерго»		
5	№9255 от 06.10.2017/41.4200.916.20	ООО «ЭнергоТранзит»	Договор заключен на максимальный объем	с пролонгацией
6	№726-13 от 01.01.2014 /41.4200.2901.14	АО «Кузнецкие ферросплавы»	Договор заключен на максимальный объем	с пролонгацией
7	№022/02132/145МО от 30.09.2019/18.4200.988.20	МУП ОГО «Теплоэнерго»	Договор заключен на максимальный объем	с пролонгацией
8	№11 от 11.01.2010 /18.42.368.10	ООО «Водоканал»	Договор заключен на максимальный объем	с пролонгацией
9	№1921 от 31.07.2018/18.4200.2715.19	ООО «ЭнергоТранзит»	Договор заключен на максимальный объем	с пролонгацией
10	№119 от 31.07.2018/18.4200.2569.19	ООО «ЭнергоТранзит»	Договор заключен на максимальный объем	с пролонгацией

- счет-фактур и актов об оказании услуг на поставку тепловой энергии за январь-декабрь 2023 года;

Анализ учтенных расходов по теплоэнергии отражен в приложении № 13.

Плановые показатели по расходам на теплоэнергию на 2025 год составят 19 982 тыс. руб.

Фактические расходы на теплоэнергию за 2023 год составят 18 736 тыс. руб.

Расчет учтенных в необходимой валовой выручке расходов отражен в приложении № 13.

Плата за аренду имущества и лизинг

Расходы на арендную плату включаются в необходимую валовую выручку на основании подпункта 5) пункта 28 Основ ценообразования. Расходы на аренду определяются регулирующим органом исходя из величины амортизации и налога на имущество, относящихся к арендуемому имуществу. С учётом позиции Высшего арбитражного суда РФ, согласно решению ВАС РФ от 02.08.2013 № ВАС-6446/13 в арендную плату включаются также налоги и иные, установленные законодательством обязательные платежи, связанные с владением имуществом, переданным в аренду.

Размер амортизации основных средств, принадлежащих регулируемой организации на ином законном основании (аренда), определяется в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования как отношение первоначальной стоимости к сроку полезного использования, максимальному в амортизационной группе (постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1). Налогом на имущество с 01.01.2019 облагается только недвижимое имущество.

Предприятие заявляет на 2025 год расходы по данной статье в сумме 54 945 тыс. руб. В обоснование предприятием представлены следующие документы:

- расшифровка фактических расходов и расчет расходов на аренду ЭСХ (путь: \14-01-275 от 24.04.2024, 1.4-01-280 (вх 3017 от 26.04.2024, вх 3018 от 26.04.2024) \TZ_2025\2.3.1. Аренда объектов ЭСХ+),

- Реестр филиала, заключенных договоров по аренде электросетевого хозяйства (таблица 14);

Таблица 14

Реестр, заключенных договоров на аренду электросетевого хозяйства

№ п/п	Наименование договора, счета, платежного документа (номер, дата)	Контрагент (поставщик, подрядчик)	Сумма по договору (без НДС), тыс. руб.	Срок действия договора, наличие пролонгации
1.	Договор №04.4200.2393.19 от 27.08.2019	АО «Кузбасский технопарк»	3 191,95	11 месяцев, с условием автоматической пролонгации
2.	Договор №04.4200.2393.19 от 27.08.2019	СПК «Береговой»	45,27	11 месяцев, с условием автоматической пролонгации
3.	Договор №99-36-2019 от 01.01.2019	АО «ДВЭУК»	9 337,63	с 01.01.2019 по 31.12.2023

№ п/п	Наименование договора, счета, платежного документа (номер, дата)	Контрагент (поставщик, подрядчик)	Сумма по договору (без НДС), тыс. руб.	Срок действия договора, наличие пролонгации
4.	Договор №42.4200.1342.19 от 11.04.2019	ООО «Эко-Транс»	29,19	с 08.05.2019 по 07.05.2029
5.	Договор №04.4200.315.19 от 13.02.2019	КУМИ Промышленновского муниципального района	12,00	с 15.03.2019 по 14.03.2024
6.	Договор №04.4200.2097.19 от 26.07.2019	ПАО «КОКС»	64,64	11 месяцев, с условием автоматической пролонгации
7.	Договор №04.4200.2966.19 от 31.10.2019	ПАО «Анжеромаш»	2 400,00	11 месяцев, с условием автоматической пролонгации
8.	Договор №04.4200.130.20 от 29.01.2020	ГАУК КО Музей - заповедник «Томская писаница»	1,71	11 месяцев, с условием автоматической пролонгации
9.	Договор №04.4200.444.19 от 27.02.2019	ООО «СП Барзасское товарищество»	101,18	с 09.06.2020 по 09.06.2030
10.	Договор №04.4200.4022.18 от 03.09.2020	КУМИ Кемеровского муниципального округа	281,73	с 18.09.2020 по 18.09.2030
11.	Договор №04.4200.2151.20 от 25.09.2020	КУМИ Промышленновского муниципального района	36,00	с 08.10.2020 по 24.12.2025
12.	Договор № 04.4200.86.21 от 06.12.2020	КУМИ Промышленновского муниципального района	24,00	с 15.12.2020 по 22.12.2025
13.	Договор аренды №05.4200.193.21 от 05.02.2021	Шахназарян Л.О.	283,20	с 01.01.2021 по 30.11.2021, предусмотрена автоматическая пролонгация договора
14.	Договор от 26.02.2022 №17/21	Муниципальным образованием Беловского городского округа	41,09	с 19.05.2021 по 18.05.2026
15.	Договор №04.4200.512.22 от 25.02.2022	Администрация Новокузнецкого муниципального района	7 079,30	с 01.02.2022 до исполнения Сторонами своих обязательств.
16.	Договор № 01/2022 от 12.04.2022 (рег. №04.4200.1146.22)	КУМС Прокопьевского муниципального округа	107,28	11 месяцев с момента подписания договора
17.	Договор №А-01/2022-П от 13.05.2022 (рег. №04.4200.325.22)	ООО ХК «СДС-Энерго»	50,02	с 13.05.2022 по 12.05.2027
18.	Договор №04.4200.2586.22 от 22.06.2022	КУМИ администрации Крапивинского муниципального округа	0,22	с 14.07.2022 по 13.07.2032
19.	Договор №04.4200.2587.22 от 22.06.2022	Муниципальное образование Беловского городского округа	5,8	с 10.02.2023 по 09.02.2033
20.	Договор № ПНГ-33 от 26.12.2022 (рег. № 04.4200.596.23)	ООО «Шахта Грамотейнская»	1 669,23	с 01.01.2023 по 31.12.2023
Итого:			24 761,46	

- расшифровка фактических расходов и расчет на расходы на аренду зданий и помещений (путь: 14-01-275 от 24.04.2024, 1.4-01-280 (вх 3017 от 26.04.2024, вх 3018 от 26.04.2024)\TZ_2025\2.3.2. Аренда зданий, помещений+)),

- Реестр филиала, заключенных договоров аренды зданий и помещений (таблица 15);

Таблица 15

Реестр филиала, заключенных договоров аренды зданий и помещений

№ п/п	Наименование договора, счета, платежного документа (номер, дата)	Контрагент (поставщик, подрядчик)	Сумма по договору (без НДС), тыс. руб.	Срок действия договора, наличие пролонгации	Информация о проведении закупочных процедур с указанием реквизитов контракта (номер и дата заключения договора, № уведомления)
-------	--	-----------------------------------	--	---	--

1.	Договор на передачу в пользование отдельных частей здания (сооружения или др. объекта) от 01.03.2013 №72/12 (не релевантный)	ПАО «Кузбассэнерго»	30,00	11 месяцев, с условием автоматической пролонгации	-
2.	Договор аренды недвижимого имущества от 01.01.2013 № ДГЮК7 – 001859	ОУК «Южкузбассуголь»	33,48	11 месяцев, с условием автоматической пролонгации	-
3.	Договор об оказании услуг размещения оборудования от 01.01.2020 №33 (не релевантный)	АО «СУЭК-Кузбасс»	41,03	с условием автоматической пролонгации	-
4.	Договор оказания услуг на размещение оборудования от 08.08.2018 №13/18-ВК (не релевантный)	ПАО «Вымпел-Коммуникации»	22,53	11 месяцев, с условием автоматической пролонгации	-
5.	Договор на предоставление в пользование оптических волокон от 01.06.2018 №2 (не релевантный)	ООО «Кузбассвзъезд»	16,37	11 месяцев, с условием автоматической пролонгации	-
6.	Договор аренды недвижимого имущества от 17.01.2022 №70-22 (не релевантный)	АО «Кузнецкие ферросплавы»	50,00	До 31.10.2024 (ежегодно пролонгируется)	-
7.	Договор аренды муниципального имущества от 03.03.2023 № 7619-Б/оп	МО Новокузнецкий городской округ	-	с 01.01.2023 по 31.07.2023	-
Итого:			193,42		

- расшифровка фактических расходов и расчет расходов на аренду средств связи (путь: 14-01-275 от 24.04.2024, 1.4-01-280 (вх 3017 от 26.04.2024, вх 3018 от 26.04.2024) \TZ_2025\2.3.4 Аренда средств связи+),

- Реестр филиала, заключенных договоров аренды средств связи (таблица 16);

Таблица 16

Реестр филиала, заключенных договоров

№ п/п	Наименование договора, счета, платежного документа (номер, дата)	Контрагент (поставщик, подрядчик)	Сумма по договору (без НДС) в месяц, тыс. руб.	Срок действия договора, наличие пролонгации
1.	№ 04.4200.1672.20 от 11.08.2020	АО «Кузбассэнергосвязь»	4,966	Срок действия договора 11 месяцев с даты его подписания обеими сторонами по договору. Пунктом 8.2. автоматически продлевается на тот же срок, 11 месяцев. Количество пролонгаций не ограничено.
2.	№ 04.4200.1670.20 от 11.08.2020	ЗАО «Кузбассэнергосвязь»	61,339	Срок действия договора 11 месяцев с даты его подписания обеими сторонами по договору. Пунктом 8.2. автоматически продлевается на тот же срок, 11 месяцев. Количество пролонгаций не ограничено.
Итого:			66,305	

- расшифровка фактических расходов и расчет расходов на аренду земли (путь: 14-01-275 от 24.04.2024, 1.4-01-280 (вх 3017 от 26.04.2024, вх 3018 от 26.04.2024) \TZ_2025\2.3.3 Аренда земли+),

С учетом вышеизложенного, расходы на аренду составили (таблица 17):
Таблица 17

Сводный расчет расходов по аренде на 2025 год, тыс. руб.

Наименование	Предложение СТСО, за 2023 год	Расчет СТСО в рамках шаблона, за 2023 год	Принято, за 2023 год	Отклонение (за 2023 год)	Предложение СТСО, на 2025 год	Расчет СТСО в рамках шаблона, на 2025 год	Принято, на 2025 год	Отклонение (на 2025 год)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Предложение СТСО в смете	48 839				54 624			
Аренда ЭСХ	23 469,86	17 221,86	16 089,82	-7 380,04	25 200,65	17 221,86	15 596,59	-9 604,07
Зданий	967,26	967,26	177,68	-789,58	967,26	599,57	501,13	-466,13
Прочая	795,66	795,66	795,66	0	888,77	888,77	888,77	0,00
Земля	23 606,08	23 606,08	19 951,90	-3 654,18	28 256,00	28 256,00	27 503,45	-752,55
Итого по расчетам, представленным в шаблоне	48 838,86	42 590,86	37 015,06	-11 823,80	55 312,68	46 966,20	44 489,93	-10 822,74

Отклонение по объектам аренды электросетевого хозяйства в размере (-7 380,04 тыс. руб.) факт 2023 года и (-9 604, 07 тыс. руб.) план 2025 года сформировались, за счет изменения срока полезного использования, а именно учтен максимальный срок полезного использования, в соответствии с амортизационной группой объектов электросетевого хозяйства.

Отклонение аренды зданий (нежилых помещений) в размере (-789,58 тыс. руб.) сложились за счет исключения аренды зданий в г. Красноярске.

Отклонение аренды земельных участков в размере (-3 654,18 тыс. руб.) сложилось в основном за счет исключения процентных расходов, которые заявлены предприятием и учтены, в соответствии с ВАС от 02.08.2013 № ВАС-6446/13, а именно «расходы на аренду определяются регулирующим органом исходя из величины амортизации и налога на имущество, относящихся к арендуемому имуществу».

Подробный расчет предлагаемых к учету расходов по аренде имущества в необходимой валовой выручке предприятия на 2025 год и за 2024 год предоставлен в приложениях 3,4,5.

Налоги

Земельный налог

Размер земельного налога не зависит от результатов хозяйственной деятельности собственников земли, землевладельцев, землепользователей и устанавливается в виде стабильных платежей за единицу земельной площади в расчете на год. Ставки земельного налога пересматриваются в связи с изменением, не зависящих от пользователя земли, условий хозяйствования.

Порядок исчисления и уплаты земельного налога устанавливается законодательством Российской Федерации о налогах и сборах, в том числе главой 31 НК РФ «Земельный налог».

Ставки земельного налога утверждены Решениями представительных органов власти муниципальных образований на территории Кемеровской области.

Предприятие предлагает учесть в необходимой валовой выручке 2025 года плату за землю в размере 12 413 тыс. руб.

Предприятием представлены следующие обосновывающие документы (путь: 2024\14-01-275 от 24.04.2024, 1.4-01-280 (вх 3017 от 26.04.2024, вх 3018 от 26.04.2024) \TZ_2025\2.4.1. Плата за землю+):

- расшифровка, расчет фактических расходов;
- Расчет плановых расходов за 2023 год;
- справочная информация о ставках налогов;
- выписки из ЕГРН о кадастровой стоимости объектов;

С учетом предоставленных обосновывающих документов, предлагается учесть в необходимой валовой выручке на 2025 год сумму в размере фактических расходов 8 864 тыс. руб. Фактические расходы за 2023 год составили 8 864 тыс. руб. (приложение 8).

Налог на имущество

Порядок исчисления и уплаты налога на имущество устанавливается НК РФ. Согласно главе 30 НК РФ для российских организаций налогом на имущество с 01.01.2019 облагается недвижимое имущество (включая имущество, переданное во временное владение, пользование, распоряжение или доверительное управление, внесенное в совместную деятельность), учитываемое на балансе в качестве объектов основных средств, в соответствии с установленным порядком ведения бухгалтерского учета. Ставка налога на имущество на 2022 год установлена в размере 2,2% от среднегодовой стоимости имущества.

Согласно ст 375 НК РФ налоговая база определяется как:

1. Среднегодовая стоимость имущества, признаваемого объектом налогообложения (учитываемое на балансе в качестве объектов основных средств в порядке, установленном для ведения бухгалтерского учета).

2. Кадастровая стоимость, в отношении отдельных объектов недвижимого имущества с учетом особенностей, предусмотренных статьей 378,2 НК РФ.

Пунктом 21.1 ст 381 НК РФ установлена налоговая льгота в отношении – линий электропередачи, трансформаторных и иных подстанций, распределительных пунктов классом напряжения до 35 кВ включительно, а также кабельных линий электропередачи и оборудования, предназначенного для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии, вне зависимости от класса их напряжения. (ФЗ от 29.10.2024 № 362-ФЗ).

Законом Кемеровской области – Кузбасса от 26.11.2003г № 60-ОЗ «О налоге на имущество организаций» установлены налоговые ставки в отношении следующего имущества:

1. Налоговая база которого определяется как среднегодовая стоимость устанавливается в размере 2,2 процента;

2. Налоговая база в отношении которых определяется как кадастровая стоимость, устанавливается в размере 2 процента.

СТСО предлагает расчет налога на имущество на 2025 год на сумму 56 926 тыс. руб. (путь: Доп материалы 1.4_01_730 от 07.11.2024 (вх 7647 от 13.11.2024) \2.4.2. Налог на имущество+)

С учетом проведенного анализа и пообъектного расчета (приложение № 7) предлагается учесть расходы в размере 56 843 тыс. руб. = 50 326,46 тыс. руб. + 6 516,5 тыс. руб.

Фактические расходы СТСО предоставило письмом от 26.04.2024 № 3017 (путь: 2024\14-01-275 от 24.04.2024, 1.4-01-280 (вх. 3017 от 26.04.2024, вх 3018 от 26.04.2024) \TZ_2025\2.4. Налоги+), в том числе:

1. Расшифровки фактических расходов.
2. Налоговые декларации.

Фактические расходы по статье налог на имущество СТСО в смете отразило в размере 126 802,5 тыс. руб. Однако пообъектный расчет налога на имущество составил:

127 354,3 тыс. руб.:

1. 125 178,6 тыс. руб. расчет налога на имущество СТСО в соответствии с главой 30 НК РФ за 2023 год

2. 2 175,6 тыс. руб. расчет налога на имущество СТСО в соответствии со статьей 378.2 НК РФ за 2023 год.

С учетом вышеизложенного, проведен анализ предоставленного расчета налога на имущество СТСО в соответствии с главой 30 НК РФ за 2023 год и отклонение составило (-88 815,37 тыс. руб.), которое учтено при расчете налога на имущество. Таким образом, налог на имущество за 2023 год составил:

125 178, 654 тыс. руб. (расшифровка представлена СТСО) – 125 089,838 тыс. руб. (исключен ввод новых объектов) = (- 88 815, 37 тыс. руб.)

127 265 тыс. руб. = 125 178, 654 тыс. руб. (факт СТСО за 2023 год) - 88 815,37 тыс. руб. (отклонение за 2023 год) + 2 175, 64 тыс. руб. (налог на имущество в соответствии с НК РФ 378.2 НК РФ за 2023 год).

Прочие налоги и сборы

К прочим налогам экспертами отнесены: транспортный налог, госпошлина, платежи за ПДВ в пределах лимита.

Расшифровка фактических расходов СТСО за 2023 год и план 2025 года представлена в таблице 18

Таблица 18

Расшифровка прочих налогов и сборов за 2023 год, план 2025 года,
тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Факт предприятия 2023 год	Принято факт 2023 год	Откл	План предприятия 2025 год	Принято план 2025 года	Откл	Пояснения
1.	Транспортный налог	3 747,70	3 747,70	0,00	3 985,96	3 843,90	-142,06	Исключены планируемые к вводу транспортные средства. Расчет потребности в транспортных средствах отражен в приложении № 14.
2.	Экологические платежи	0,94	0,55	-0,39	2,82	1,07		Факт учтен в соответствии с фактической расшифровкой расходов по передаче электрической энергии, представленной предприятием в материалах тарифного дела, Папка 2.4.3. Прочие налоги и сборы → 2.4.3. Экологические платежи Предоставлена декларация папка 2.4.3. Прочие налоги и сборы+ → 2.4.3.2. Экологические платежи 2.4.3.2. Экологические платежи План учтен в соответствии с Фактическими расходами и ИПЦ (24/25 годов)
3.	Госпошлина в том числе	203,50	189,84		212,06	216,92		Фактические расходы представлены в расшифровке (путь: Факт 2.4.3.3. Госпошлина → 2.4.3.3.1. СМ → файл Факт 5.7.1. госпошлина 2023 ЦО СМиГ) План принят с учетом фактических расходов и ИПЦ 24/25 годов
3.1	Госпошлина за оформление разрешений на проезд и перевозку крупногабаритных грузов, тяжеловесной техники по дорогам федерального, областного и муниципального значения	126,40						
3.2	Госпошлина за прохождение государственного технологического осмотра тракторной	71,90						

№ п/п	Наименование	Факт предприятия 2023 год	Принято факт 2023 год	Откл	План предприятия 2025 год	Принято план 2025 года	Откл	Пояснения
	техникой, внесение изменений в ранее выданные документы самоходных машин (Гостехнадзор)							
3.3	Госпошлина за регистрацию нового транспорта, внесение изменений в ранее выданные документы (ГИБДД)	5,20						
	Итого	3 952,14	3 938,09	-14,05	4 200,84	4 061,89	-142,06	
	Суммы в смете по статье прочие налоги и сборы	4 147	3 938	-209	4 624	4 062	-561,95	

Таким образом, с учетом проведенного анализа, в необходимой валовой выручке предприятия на 2025 год учтены расходы по статье «прочие налоги и сборы» 4 062 тыс. руб. = 3 844 тыс. рублей (транспортный налог) + 1,07 (экологические платежи) + 217 (госпошлина), фактические расходы за 2023 год учтены в размере 3 938 тыс. руб. = 3 748 тыс. руб. (транспортный налог) + 0,55 тыс. руб. (экологические платежи) + 189,84 тыс. руб. (госпошлина). (приложения 9).

Отчисления на страховые нужды

Отчисления на социальные нужды производятся на основании Налогового кодекса РФ. Согласно статье 425 закона на 2025 год утверждены следующие ставки:

- 1) Пенсионный фонд Российской Федерации – 22 %;
- 2) Фонд социального страхования Российской Федерации – 2,9 %;
- 3) Федеральный фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%;

Указанные ставки применяются к суммам выплат и иных вознаграждений, начисленных предприятием в пользу физических лиц. Кроме того, к данной группе расходов относится также взнос в Фонд социального страхования на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний и составит 0,4 %. Приказ фонда России от 09.11.2023 № 405-СН, уведомлением Филиала №18 Государственного учреждения – Кузбасского регионального отделения ФСС РФ от 29.04.2022 №1.4/2/749 «О размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний юридического лица (кроме государственных (муниципальных) учреждений) по месту нахождения обособленного

подразделения» определён 3 класс профессионального риска. (путь: 2024\14-01-275 от 24.04.2024, 1.4-01-280 (вх 3017 от 26.04.2024, вх 3018 от 26.04.2024) \TZ_2025\2.5. Отчисления на соц.нужды (ЕСН)+).

Размер отчислений, планируемый предприятием на 2025г., составляет 848 638 тыс. руб. = 2 791 572 тыс. руб. * 30,4%

Филиал предоставил фактическую расшифровку отчисления на социальные нужды, налоговую декларацию (путь: 2024\14-01-275 от 24.04.2024, 1.4-01-280 (вх 3017 от 26.04.2024, вх 3018 от 26.04.2024) \TZ_2025\2.5. Отчисления на соц.нужды (ЕСН)+).

Налог на прибыль

Налог на прибыль включается в необходимую валовую выручку, на основании пункта 20 Основ ценообразования. Исчисление суммы налога на прибыль производится, в соответствии с главой 25 Налогового кодекса РФ.

В соответствии с пунктом 20 Основ ценообразования, в необходимую валовую выручку включается величина исчисленного налога на прибыль организаций за налоговый период (год), определяемая в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации, относимая на регулируемый вид деятельности с учетом положений пункта 5 Основ ценообразования №1178.

СТСО налог на прибыль не заявлен.

Выпадающие доходы по п. 87 Основ ценообразования

Нормативно-методической основой проведения анализа материалов являются:

постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее Основы ценообразования);

правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 (далее по тексту – Правила технологического присоединения);

методические указания по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденные приказом ФСТ России от 11.09.2014 №215-э/1 (далее по тексту – Методические указания по определению выпадающих доходов);

методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденные приказом ФСТ России от 30.06.2022 № 490/22 (далее по тексту – Методические указания по определению размера платы).

Настоящее экспертное заключение выполнено по результатам анализа документальной и технико-экономической обоснованности размера расходов

связанных с выполнением работ, указанных в пп. 4.2 и 4.4 Методических указаний по определению выпадающих доходов.

При анализе отчета организации эксперты руководствовались следующими подходами для учета затрат по технологическому присоединению:

1) Акт о технологическом присоединении (далее Акт о ТП) должен быть подписан с обеих сторон в 2023 г. или ранее.

Договор считается выполненным, когда обе стороны выполнили свои обязанности. Фактическим исполнением обязанностей является подписание с обеих сторон акта об осуществлении технологического присоединения (далее Акт). При не подписании Акта договор считается не выполненным и, соответственно, выпадающие доходы сетевой организации не учитываются. Если Акт подписан годом позже, чем год, на который РЭК были установлены выпадающие доходы, то выпадающие доходы сетевой организации также не учитываются;

2) согласно п. 27 Основ ценообразования, при расчете на плановый период регулирования экономически обоснованного размера амортизации основных средств, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, в составе необходимой валовой выручки учитывается амортизация только по основным средствам, фактически введенным в эксплуатацию за последний отчетный период, за который имеются отчетные данные. В соответствии с указанным, затраты по мероприятиям принимаются при вводе вновь построенных объектов в основные средства, что подтверждается фиксацией этого в оборотно-сальдовой ведомости по счету 01.

Организация письмом от 22.04.2024 № 1.4/01/264 представила отчеты с обосновывающими документы о выполнении мероприятий по пп. 4.2 и 4.4 Методических указаний по определению выпадающих доходов.

Суммарные затраты по заявителям, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно и свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно, соответственно, составили $342\,232,47 = 268\,484,86 + 73\,747,61$ тыс. руб. без учета НДС и налога на прибыль.

Позднее организация письмом от 29.08.2024 № 1.4/01/532 повторно представила отчет и дополнительные материалы с обосновывающими документы о выполнении мероприятий, при этом суммарные затраты по заявителям, мощность которых не превышает 15 кВт включительно и свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно, соответственно, изменились и составили $625\,369,97 = 448\,833,23 + 176\,536,74$ тыс. руб. без учета НДС и налога на прибыль.

Для подтверждения величины расходов за 2023 год организация представила:

- Отчеты о выполненных работах по технологическому присоединению;
- Заявки на присоединение энергопринимающих устройств потребителей;
- Договоры об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям и технические условия;

- Акты о выполнении технических условий;
- Акты об осуществлении технологического присоединения;
- Акты допуска в эксплуатацию прибора учета электрической энергии;
- Акты приемки основного средства ОС-1;
- Акты приемки выполненных работ КС-2 (ОС-3);
- Оборотно - сальдовую ведомость по счету 01 за 2023 год;
- Схемы, включающие вновь построенный объект, утвержденные техническим руководителем;
- Другие необходимые документы.

После анализа обоснованности расходов эксперты определили суммарные затраты по заявителям, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно и свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно. По мнению экспертов, затраты составили $425\,304,2 = 321\,429,48 + 103\,874,72$ тыс. руб. без учета НДС и налога на прибыль.

Снижение фактических затрат по заявителям, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно на 127 403,75 тыс. руб. произошло по следующим причинам.

1. Заявители ФГУП РТРС филиал РТРС «Кемеровский ОРТПЦ», в отчете по ТП в части приборов учета (в отчете указаны как Приложение) относятся ко второй категории надежности. В связи с указанным затраты не могут быть учтены.

2. Скоков Владимир Алексеевич, Кончилова Светлана Константиновна, Демуцкий Никита Павлович, Кольшшин Евгений Вячеславович, Грищенко Елена Владимировна, Перков Максим Сергеевич, Филипенко Николай Сергеевич, Пустовалова Ольга Николаевна, Ушакова Светлана Ивановна, Рудакова Светлана Ивановна, Герасимова Анастасия Михайловна, Качура Роман Валерьевич, Захарьян Яна Сергеевна, Шунков Александр Сергеевич, Балахнин Данил Дмитриевич, Матюшин Никита Владимирович, Балахнина Ольга Борисовна, Балахнин Данил Дмитриевич, Лялина Елена Геннадьевна, Костюченко Владимир Валерьевич, Пустовалова Ольга Николаевна, Брагин Николай Владимирович, Климов Виктор Леонидович, Галкин Сергей Владимирович, Богатова Татьяна Викторовна, Дукин Александр Евгеньевич, Егишев Михаил Николаевич, Гардзюлис Альбертас Ионович, Свищева Людмила Сергеевна, Ричерд Ирина Сергеевна, Одегов Валерий Иванович, Волкова Любовь Исидоровна, Гришина Галина Николаевна, Акст Иван Готлибович, Власов Сергей Николаевич, Трухина Дарья Степановна, Вострикова Яна Сергеевна, Чунарева Ирина Андреевна, Кострыкин Андрей Юрьевич, ООО «СДС-Строй», Топакова Людмила Владимировна, Кисорова Наталья Поликарповна, Лунев Андрей Евгеньевич, Лубягина Надежда Владимировна, Блинов Иван Иванович, Карпова Кристина Александровна, Царев Алексей Викторович, Донич Антон Викторович, Сизов Андрей Валерьевич, ГКУ «ДИРЕКЦИЯ АВТОДОРОГ КУЗБАССА», Кругляков Алексей Юрьевич, Куртуков Тимофей Витальевич, Павликова Нина Ивановна, Гончар Алексей Александрович, Степанов Дмитрий Сергеевич,

Кисорова Наталья Поликарповна, ГАУЗ «НГКБ № 1» - акт о ТП подписан в 2024 г. В связи с указанным затраты не могут быть учтены.

3. Григорьев Анатолий Анатольевич, Гуринович Владимир Иванович, Тодораш Игорь Васильевич, ГБУЗ «Тягинская районная больница», ГБУЗ КО «Гурьевская районная больница», Пузырев Роман Александрович, ООО КЭНК, ООО «Журавли», Терехов Александр Александрович, Гончукова Ж.И., Ядченко П.П., Амазрян С.В., ООО «Гарант», МБУК «Верх-Чебулинский КДЦ», Шиш Дмитрий Викторович, ГАУ «РЦСС Кузбасса», ООО Славения, ООО «Кузнецкий простор», ИП Загайнов Александр Анатольевич, Катилов Дмитрий Владимирович, ООО «Коалеврорус» – заявители с мощностью больше 15 кВт. В связи с указанным затраты не могут быть учтены.

4. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно за 2017 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2019 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при установлении тарифов на 2019 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

5. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно за 2018 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2020 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при установлении тарифов на 2020 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

6. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно за 2019 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2021 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при установлении тарифов на 2021 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

7. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно за 2020 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2022 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при установлении тарифов на 2022 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

8. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно за 2021 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2023 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при установлении тарифов на

2023 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

9. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно за 2022 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2024 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при установлении тарифов на 2024 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

Снижение фактических затрат затраты по заявителям, присоединяемая мощность которых свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно на 72 662,02 тыс. руб. произошло по следующим причинам.

1. ГБУЗ МГБ им. В.М. Богониса, Поляков Владимир Дмитриевич, ООО «СДС-Строй», ООО «УК Стимул», Цвелодуб Роман Сергеевич, ИП Балаганская Елена Владимировна, Муниципальное казенное учреждение Комитет по культуре и национальной политике администрации Новокузнецкого муниципального округа Кемеровской области – Кузбасса - акт о ТП подписан в 2024 г. В связи с указанным затраты не могут быть учтены.

2. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно за 2019 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2021 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при установлении тарифов на 2021 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

3. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно за 2020 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2022 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при установлении тарифов на 2022 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

4. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно за 2021 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2023 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при установлении тарифов на 2023 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

5. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно за 2022 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2024 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при

установлении тарифов на 2024 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

Эксперты, рассмотрев представленные документы, учитывая их полноту и качество, считают экономически обоснованными затраты организации по выполненным мероприятиям технологического присоединения заявителей, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно и свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно $425\,304,2 = 321\,429,48 + 103\,874,72$ тыс. руб. без учета НДС и налога на прибыль.

Расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, подлежащий включению в НВВ филиала ПАО «Россети-Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» на 2025 год.

Расходы сетевой организации, связанные с технологическим присоединением энергопринимающих устройств с максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, составляют выпадающие доходы сетевой организации в соответствии с п. 87 Основ ценообразования № 1178 и п. 17 Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861.

Расчет выпадающих доходов производится в соответствии с Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденных Приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1 и включаются в НВВ предприятия на планируемый период.

Обосновывающие материалы на регулируемый период в части технологического присоединения энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт включительно представлены предприятием в качестве дополнительных материалов письмом от 29.08.2024 № 1.4/01/532 с приложением электронного носителя (вх. № 5859 от 30.08.2024), а именно:

- расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение на 2025 год в формате Приложения 1 Методических указаний 215-э;

- отчёт филиала ПАО «Россети-Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» о выполненных работах по услуге технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств заявителей мощностью до 15 кВт включительно за 2023 год;

- сканы обосновывающих документов на осуществление технологических присоединений энергопринимающих устройств до 15 кВт включительно, а также выгрузки из системы бухгалтерского учета, подтверждающие

фактические расходы по технологическому присоединению к электрическим сетям (в электронном виде).

В расчете выпадающих доходов по технологическому присоединению энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт включительно, сформированное в формате Приложения 1 Методических указаний 215-э, предприятие заявляет понесенные фактические расходы за 2023 год:

- на выполнение организационно-технических мероприятий в сумме 19 152,00 тыс. руб.;

- на выполнение мероприятий «последней мили» в сумме 449 309,39 тыс. руб.

Выручка от осуществления «льготных» технологических присоединений по данным предприятия за 2023 год составила 26 826,98 тыс. руб.

На основании копий представленных документов (договоров, актов технологического присоединения и данных представленных в формате CONNECT.EE.1135.TECH.C1.EIAS экспертами определено общее количество осуществленных «льготных» присоединений в количестве 1 440,00 шт., которые соответствуют положениям пп.1 п. 9 Методических указаний 215-э, а именно:

- мощность энергопринимающих устройств не превышает 15 кВт;
- соответствуют третьей категории надежности;
- акты об осуществлении технологического присоединения подписаны сторонами договора в 2023 году;
- энергопринимающих устройства используются для бытовых и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности.

Расходы на организационно-технические мероприятия документально подтверждены и принимаются в сумме 19 152,00 тыс. руб.

Фактическая выручка от осуществления «льготного» технологического присоединения предприятия определены экспертами на основании данных, представленных предприятием в формате шаблона ЕИАС CONNECT.EE.TECH.C1 в сумме 26 826,98 тыс. руб.

Мероприятия «последней мили» в целях осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт приняты экспертами в сумме 321 429,48 тыс. руб. с учетом представленных предприятием материалов.

Дополнительно исключены расходы на установку приборов учета на сумму 6 025,46 тыс. руб. по следующим основаниям:

- отсутствуют данные заявителя и реквизитов документов, идентифицирующих технологическое присоединение;
- заявители, не относятся к «льготной» категории заявителей технологического присоединения устройств до 15 кВт с 01 июля 2022 года.

Таким образом, выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение, по п. 87 Основ

ценообразования за 2023 год составили 307 729,05 (19 152,00 + 321 429,48 – 6 025,46 – 26 826,98) тыс. руб.

Экспертом отмечается, что с 01 июля 2022 года изменился размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств «льготной» категории заявителей.

Льготная ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности при технологическом присоединении объектов микрогенерации заявителей – физических лиц, в том числе при одновременном технологическом присоединении энергопринимающих устройств заявителей – физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), и объектов микрогенерации, а также энергопринимающих устройств заявителей – физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), устанавливается в отношении всей совокупности мероприятий по технологическому присоединению в размере не более 10 000 рублей за кВт.

Отмечается, что размер фактических выпадающих доходов предприятия превышает расчетную величину расходов на осуществление указанных мероприятий, рассчитанную по стандартизированным тарифным ставкам, утвержденных Постановлением РЭК Кузбасса от 29.11.2022 № 947, на 2023 год. Следовательно, на основании положений п. 87 Основ ценообразования размер расходов, превышающий указанную величину, подлежит исключению. Размер фактических выпадающих доходов предприятия по технологическому присоединению энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, согласно действующему законодательству сформирован в сумме 221 182,70 (19 152,00 + 228 857,68 – 26 826,98) тыс. руб.

Утвержденный плановый размер выпадающих доходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств до 15 кВт включительно, учтенный при формировании НВВ предприятия на 2023 год, установлен в сумме 46 999,54 тыс. руб., определенный в расчете выпадающих доходов по п. 87 Основ ценообразования. В соответствии с положениями абзаца 13 п. 87 Основ Ценообразования № 1178 с учетом корректировки по плановым индексам-дефляторам Минэкономразвития, размер фактических выпадающих доходов в части технологического присоединения за 2023 год составил – $(221\,182,70 - 46\,999,54) * 1,072 * 1,058 = 197\,554,36$ тыс. руб.

Произведен расчет плановых расходов на 2025 год по фактическим показателям за три предыдущих периода – 2021-2023 гг.:

- количеству учтенных при регулировании технологических присоединений льготной категории потребителей;
- протяженности воздушных и кабельных линий;
- мощности трансформаторных подстанций;
- количества приборов учета.

Стоимостной размер плановых затрат на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт рассчитан по стандартизированным тарифным ставкам на 2025 год согласно Приложения № 5 к Методическим указаниям 490/22 (рассчитаны в соответствии с проектом постановления РЭК Кузбасса) в сумме 98 560,26 тыс. руб.

При этом, расчет плановой выручки по виду деятельности «Технологическое присоединение льготной категории заявителей до 15 кВт» производился с учетом льготной ставки за 1 кВт запрашиваемой мощности в размере 6 027,30 руб. (без НДС) (в соответствии с проектом постановления РЭК Кузбасса) и средней присоединяемой ожидаемой мощности на уровне 11 кВт.

Таким образом, выпадающие доходы по технологическим присоединениям энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт для включения в НВВ филиала ПАО «Россети-Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» на 2025 год составили:

$197\,554,36 + 98\,560,26 = 296\,114,62$ тыс. руб.

Расчет произведен в соответствии с Методическими указаниями № 215-э/1, а также п. 87 Основ ценообразования и представлен в таблице № 19.

Расчет размера расходов филиала ПАО «Россети-Сибирь» – «Кузбассэнерго - РЭС», связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, подлежащих включению в НВВ на 2025 год

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2023 г			Расчетные (фактические) данные за 2023 г.			Плановые показатели на 2025 г.		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанные с осуществлением технологического присоединения [п. 1.1 + п. 1.2.1 + п. 1.2.2]:	X	1 440,00	19 152,00	X	1 440,00	19 152,00	X	1 674,67	29 577,96
1.1.	подготовка и выдача сетевой организацией технических условий (ТУ) Заявителю, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j	6 420,00	1 440,00	9 244,80	6 420,00	1 440,00	9 244,80	7 912,00	1 674,67	13 249,96
1.2.1	выдача сетевой организацией уведомления об обеспечении сетевой организацией возможности присоединения к электрическим сетям	6 880,00	1 440,00	9 907,20	6 880,00	1 440,00	9 907,20	9 750,00	1 674,67	16 328,00
1.2.2	проверка выполнения технических условий									
2.	Расходы по мероприятиям "последней мили" и расходы на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии, связанные с осуществлением технологического присоединения:	X	X	315 404,03	X	X	228 857,68	X	X	180 007,67
3.	Строительство воздушных линий		81,496	235 675,478		81,496	169 795,670		50,095	126 877,18
3.1.1.4.1.1	Строительство ВЛ-0,4 деревянные опоры изол. алюм. провод до 50 кв.мм, одноцепная	2 693 612,79	1,518	4 088,90	1 217 092,88	1,52	1 847,55	1 974 784,00	3,50	6 915,69
3.1.1.4.2.1	Строительство ВЛ-0,4 деревянные опоры изол. алюм. провод от 50 до 100 кв.мм	2 518 504,86	0,15	372,74	0,00	0,15	0,00	1 989 924,31	0,50	1 001,60

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2023 г			Расчетные (фактические) данные за 2023 г.			Плановые показатели на 2025 г.		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт, рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт, точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт, рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)
3.3.1.4.1.1	Строительство ВЛ-0,4 ж/б опоры изол. алюм. провод до 50 кв.мм	3 186 603,94	34,34	109 434,03	1 590 371,54	34,34	54 616,38	1 778 032,73	25,95	46 134,02
3.3.1.4.2.1	Строительство ВЛ-0,4 ж/б опоры изол. алюм. провод от 50 до 100 кв.мм	2 484 164,43	20,05	49 817,43	1 773 795,94	20,05	35 571,70	2 588 212,56	8,90	23 035,09
3.3.1.4.2.1	Строительство ВЛ 6(10) ж/б опоры изол. алюм. провод от 50 до 100 кв.мм	2 829 376,72	25,43	71 962,37	3 057 326,37	25,43	77 760,04	4 428 471,41	11,24	49 790,78
4.	Строительство кабельных линий		0,274	1 786,491		0,274	792,885		0,197	871,414
4.1.2.1.1.1	Строительство КЛ-0,4 многожильные в траншеях с рез. и пластм. изоляцией сечением провода до 50 кв. мм, один кабель	3 624 853,28	0,186	674,22	2 206 629,67	0,186	410,43	3 153 632,50	0,19	586,58
4.3.1.4.1	Строительство КЛ-0,4 многожильные в каналах с рез. и пластм. изоляцией сечением провода до 200 до 250 кв. мм, один кабель	0,00	0,000	0,000	0,00	0,000	0,000	5 405 060,56	0,10	556,72
4.2.2.2.2	Строительство КЛ-0,4 многожильные в бумажной изоляции сечением провода от 50 до 100 кв. мм, один кабель	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	2 587 932,87	0,06	166,49
4.6.2.1.1.1	Строительство КЛ-0,4 методом ГНБ многожильные с резиновой или пластмассовой изоляции сечением провода до 50 кв. мм, одна труба в скважине	12 639 412,39	0,088	1 112,27	4 346 039,54	0,088	382,45	5 052 346,98	0,03	148,20
5.	Строительством пунктов секционирования		0,00	0,00		0,000	0,00		0,00	0,00
6.	Строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ		3 728,980	51 143,809		3 728,980	34 776,95		2 225,70	34 636,14
6.1.1.1.1	Строительство ТП столбового типа мощность до 25 кВа 6/04кВ	32 650,74	188,00	6 138,34	26 053,45	188,00	4 898,05	39 405,76	203,67	8 025,77

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2023 г			Расчетные (фактические) данные за 2023 г.			Плановые показатели на 2025 г.		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт, рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт, точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт, рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)
6.1.2.1	Строительство ТП столбового типа мощность от 25 до 100 кВа	18 966,51	306,44	5 812,10	7 549,16	306,44	2 313,36	15 828,15	445,25	7 047,43
6.1.1.3.2	Строительство ТП шкафного типа мощность от 100 до 250 кВа	6 567,82	300,80	1 975,60	7 174,06	300,80	2 157,96	9 514,94	100,27	954,03
6.2.1.1.1	Строительство ТП столбового типа мощность до 25 кВа 10/0,4 кВ	36 649,61	493,50	18 086,58	17 516,81	493,50	8 644,55	29 519,73	258,50	7 630,85
6.2.1.2.1	Однотрансформаторные подстанции 10/0,4 кВ мощностью от 25 до 100 кВА включительно, столбового типа	17 888,02	456,84	8 171,96	7 277,89	456,84	3 324,83	14 474,77	214,95	3 111,30
6.2.1.3.2	Однотрансформаторные подстанции 10/0,4 кВ мощностью от 100 до 250 кВА включительно, шкафного или киоскового типа	5 690,37	1 607,40	9 146,70	7 174,06	1 607,40	11 531,58	7 416,29	585,93	4 345,45
6.2.1.4.2	Однотрансформаторные подстанции 10/0,4 кВ мощностью от 250 до 400 кВА включительно, шкафного или киоскового типа	4 820,56	376,00	1 812,53	5 070,79	376,00	1 906,62	6 389,00	125,33	800,75
6.1.2.1	Строительство ТП столбового типа мощность от 100 до 250 кВа	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9 323,31	291,80	2 720,54
7.	Строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00
8.	Строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС)		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00
8(1).	Обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности)		874,00	26 798,25		874,00	23 492,18		523,67	17 622,93
	Обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии однофазный прямого включения	21 352,71	188,00	4 014,31	15 577,15	188,000	2 928,50	18 852,94	125,67	2 369,19

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2023 г			Расчетные (фактические) данные за 2023 г.			Плановые показатели на 2025 г.		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)
	Обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии трехфазный прямого включения	33 212,74	686,00	22 783,94	29 976,20	686,000	20 563,67	38 326,00	398,00	15 253,75
9.	Суммарный размер платы за технологическое присоединение заявителей, подавших заявку в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощности, не превышающей 15 кВт включительно, объектов микрогенерации (руб. без НДС)	X	X	26 826,98	X	X	26 826,98	X	X	111 025,38
10.	Размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение (п. 1 + п. 2 - п. 9)	X	X	307 729,05	X	X	221 182,70	X	X	98 560,26

Расходы, принимаемые в расчет	221 182,70
Установленные выпадающие доходы на 2021 год	46 999,54
Невозмещённые расходы за 2021 год (превышение фактических затрат по сравнению с полученной компенсацией)	174 183,16
ИПЦ 2021/2022	1,072
ИПЦ 2022/2023	1,058
Выпадающие расходы, принимаемые в расчет, с учетом ИПЦ	197 554,36
Выпадающие доходы планируемые на период регулирования 2023 г.	296 114,62

Расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, подлежащий включению в НВВ филиала ПАО «Россети-Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» на 2025 год

Предприятие заявляет размер понесенных фактических расходов за 2023 год, связанных с осуществлением технологического присоединения объектов к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно в формате Приложения № 3 к Методическим указаниям 215-э в сумме 176 536,75 тыс. руб., а также с приложением обосновывающих материалов. Экспертами признаны документально подтвержденными по мероприятиям «последней мили» за 2023 год в сумме 103 874,72 тыс. руб.

Отмечается, что размер фактических выпадающих доходов предприятия превышает расчетную величину расходов на осуществление указанных мероприятий, рассчитанную по стандартизированным тарифным ставкам, утвержденных Постановлением РЭК Кузбасса от 29.11.2022 № 947, на 2023 год. Следовательно, в соответствии с положениями п. 87 Основ ценообразования размер расходов, превышающий указанную величину, подлежит исключению, к учету принимается фактические расходы за 2023 год в сумме 93 658,97 тыс. руб.

Также в анализируемом отчете предприятия определены заявки, поданные в период с 01.07.2022 по 31.12.2022, параметры технологических присоединений которых не соответствует «льготной» категории заявителей и плата за расходы на мероприятия «последней мили» включается в плату по договору. Выручка по указанным технологическим присоединениям составила 2 139,55 тыс. руб.

В необходимой валовой выручке на 2023 год плановые расходы на технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт, учтены в составе НВВ филиала ПАО «Россети-Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» на 2023 год в сумме 11 587,60 тыс. руб.

С учетом положений абзаца 13 п. 87 Основ ценообразования произведены следующие расчеты с учетом плановых индексов дефляторов 2023/2024 и 2024/2025 Прогноза Минэкономразвития от 30.09.2024:

$(93\,658,97 - 2\,139,55 - 11\,587,60) \times 1,072 \times 1,058 = 90\,656,75$ тыс. руб.

В связи с внесением изменений в абзац третий п. 87 Основ ценообразования с учетом положений п. 17 Постановления Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг» плановые расходы на мероприятия, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства при осуществлении присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт возможно включение расходов на

строительство в состав выпадающих доходов предприятия по технологическому присоединению при соответствии заявителя следующим условиям:

- уровень напряжения 0,4 кВ и ниже;
- третья категория надежности;
- расстояние от этих энергопринимающих устройств и (или) объектов микрогенерации до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций составляет не более 200 метров в городах и поселках городского типа и не более 300 метров в сельской местности;
- заявитель является юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем.

Экспертами произведена выборка заявителей, соответствующих указанным критериям, которым произведено технологическое присоединение в 2021-2023 году. Плановые выпадающие доходы на 2025 год определены в сумме 18 441,27 тыс. руб.

Таким образом, выпадающие доходы по технологическим присоединениям энергопринимающих устройств мощностью до 150 кВт включительно для учета в НВВ филиала ПАО «Россети-Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» на 2025 год составили 109 098,02 (90 656,75 + 18 441,27) тыс. руб.

Расчет произведен в соответствии с Методическими указаниями № 215-э/1, а также п. 87 Основ ценообразования и представлен в таблице № 20.

Таблица 20

Расчет размера расходов филиала ПАО «Россети-Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС», связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств мощностью, не превышающей 150 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, подлежащих учету в НВВ на 2025 год

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2023 год			Расчетные (фактические) данные за 2023 год			Плановые показатели на 2025 год		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)	стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт)	мощность, длина линий (кВт, км, шт)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)	стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт)	мощность, длина линий (кВт, км, шт)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Расходы по мероприятиям "последней мили", связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в плату за технологическое присоединение [пункт 2 + пункт 3 + пункт 4 + пункт 5 + пункт 6 + пункт 7]:	x	x	103 874,72	x	x	93 658,97	x	x	18 441,27
2.	Строительство воздушных линий		20,77	68 639,74		20,77	54 511,44		4,49	8 589,75
2.1.1.4.1.1	Строительство ВЛ-0,4 деревянные опоры изол. алюмин. провод до 50 кв мм, одноцепные	4004190,34	0,029	116,12	1217092,88	0,029	35,30	1 974 784,00	0,373	737,25
2.1.1.4.2.1	Строительство ВЛ-0,4 деревянные опоры изол. алюмин. провод от 50 до 100 кв мм, одноцепные	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	1 989 924,31	0,002	3,32
2.3.1.4.1.1	Строительство ВЛ-0,4 ж/б опоры, изол. алюмин. провод до 50 кв мм	3 832 134,68	3,542	13 571,50	1 590 371,54	3,542	5 632,30	1 778 032,73	3,447	6 128,88
2.3.1.4.2.1	Строительство ВЛ-0,4 ж/б изол. алюмин. провод от 50 до 100 кв мм	3 685 914,50	2,906	10 711,27	1 773 795,84	2,906	5 154,65	2 588 212,56	0,665	1 720,30
2.3.1.4.2.1	Строительство ВЛ 6(10) ж/б изол. алюмин. провод от 50 до 100 кв мм	3 095 930,15	14,290	44 240,84	3 057 326,37	14,290	43 689,19	0,00	0,000	0,00

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2023 год			Расчетные (фактические) данные за 2023 год			Плановые показатели на 2025 год		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)	стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт)	мощность, длина линий (кВт, км, шт)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)	стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт)	мощность, длина линий (кВт, км, шт)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3.	Строительство кабельных линий		0,45	1 875,33		0,45	1 316,31		0,16	686,76
3.1.2.1.2.1.	Строительство кабельных линий 0,4 кВ в траншеях многожильные с рез. и пластм. изоляцией от 50 до 100 кв. мм	2 215 951,20	0,35	777,80	2 847 553,23	0,35	999,49	4 320 641,19	0,117	505,52
3.1.2.1.3.1.	Строительство кабельных линий 0,4 кВ в траншеях многожильные с рез. и пластм. изоляцией от 50 до 100 кв. мм	4 282 730,14	0,07	304,07	3 176 245,31	0,07	225,51	4 182 563,21	0,043	181,24
3.1.2.1.3.1.	Строительство кабельных линий 6(10) кВ в траншеях многожильные с рез. и пластм. изоляцией от 50 до 100 кв. мм	31 738 276,40	0,03	793,46	3 652 302,57	0,03	91,31	0,00	0,000	0,00
4.	Строительство пунктов секционирования		-	-		-	-		-	-
5.	Строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ		5 333,56	33 359,65		5 333,56	37 831,22		631,03	9 164,76
5.1.1.1.1.	Строительство КТП мощностью до 25 кВа столбового типа	14773,33	47,00	694,35	26053,45	47,00	1 224,51	39 405,76	54,83	2 160,75
5.1.1.2.1	Строительство КТП мощностью от 25 до 100 кВа столбового типа	8 629,36	413,60	3 569,10	7 549,16	413,60	3122,33	15 828,15	308,30	4 879,82
5.1.1.3.2	Строительство КТП 6/0,4 мощностью от 100 до 250 кВа шкафного типа	8 028,09	150,40	1 207,42	5 276,56	150,40	793,59	0,00	0,00	0,00

[illegible]

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2023 год			Расчетные (фактические) данные за 2023 год			Плановые показатели на 2025 год		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)	стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт)	мощность, длина линий (кВт, км, шт)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)	стандарт, тариф, ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт)	мощность, длина линий (кВт, км, шт)	расходы на строительство объекта (тыс. руб.)
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	от 25 до 32 МВА включительно (k = 5), от 32 до 40 МВА включительно (k = 6), от 40 до 63 МВА включительно (k = 7), от 63 до 80 МВА включительно (k = 8), от 80 до 100 МВА включительно (k = 9), свыше 100 МВА (k = 10)									
7.j.k.l	Открытого типа (m = 1), закрытого типа (m = 2)									

Выручка по законодательству в размере 50% от расходов на строительство объектов	2 139,55
---	----------

Расходы, принимаемые в расчет	91 519,42
Установленные выпадающие доходы на 2021 год	11 587,60
Нсвозмещённые расходы за 2021 год (превышение фактических затрат по сравнению с полученной компенсацией)	79 931,82
ИПЦ 2021/2022	1,072
ИПЦ 2022/2023	1,058
Выпадающие расходы, принимаемые в расчет, с учетом ИПЦ	90 656,75
Выпадающие доходы планируемые на период регулирования 2023 года	109 098,02

Всего выпадающие доходы по п. 87 Основ ценообразования подлежат к включению в НВВ филиала ПАО «Россети-Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС», на 2025 год в сумме 405 212,64 (296 114,62+ 109 098,22) тыс. руб.

Амортизация

Амортизируемым имуществом признается имущество, в отношении которого одновременно выполняются условия, предусмотренные ПБУ 6/01 (утверждено приказом Министерства финансов Российской Федерации от 30.03.2001 № 26-н) «Учёт основных средств»:

а) объект предназначен для использования в производстве продукции, при выполнении работ или оказании услуг, для управленческих нужд организации, либо для предоставления организацией за плату во временное владение и пользование или во временное пользование;

б) объект предназначен для использования в течение длительного времени, т.е. срока продолжительностью свыше 12 месяцев или обычного операционного цикла, если он превышает 12 месяцев;

в) организация не предполагает последующую перепродажу данного объекта;

г) объект способен приносить организации экономические выгоды (доход) в будущем.

Срок полезного использования основных средств определяется предприятием самостоятельно на дату ввода в эксплуатацию данного объекта, на основании классификации основных средств, установленной Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Стоимость основных средств погашается путём начисления амортизационных отчислений, в течение срока их полезного использования.

На предприятии используется линейный способ амортизации. Амортизация по каждому инвентарному объекту начисляется ежемесячно, путём применения установленных норм, исчисленных в зависимости от срока полезного использования объекта.

В необходимую валовую выручку расходы на амортизацию включаются на основании подпункта 7) пункта 18 Основ ценообразования. Согласно пункту 27 Основ 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. 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). Результаты переоценки основных средств и нематериальных активов, осуществленной в порядке, установленном

законодательством Российской Федерации о бухгалтерском учете, учитываются при расчете экономически обоснованного размера расходов на амортизацию при условии, что учитываемые в составе необходимой валовой выручки расходы на амортизацию являются источником финансирования мероприятий утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы организации.

СТСО предлагает учесть в необходимой валовой выручке амортизационные отчисления в размере 1 605 354,3 тыс. руб. (путь 2024\14-01-275 от 24.04.2024, 1.4-01-280 (вх 3017 от 26.04.2024, вх 3018 от 26.04.2024) \TZ_2025\2.9. Амортизация+; 2024\Доп материалы\1.4_01_730 от 07.11.2024 (вх 7647 от 13.11.2024) \2.9. Амортизация+).

В соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования При расчете экономически обоснованного размера амортизации на плановый период регулирования срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяется 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».

Учитывая вышеизложенное, экспертами выполнен перерасчёт амортизации и в необходимую валовую выручку 2025 года предлагается включить амортизационные отчисления в сумме 1 440 723,52 тыс. руб. Пообъектный расчёт амортизационных отчислений в соответствии с максимальными сроками полезного использования и первоначальной стоимостью представлен в приложении 10.

СТСО предоставило расшифровку за 2023 год на сумму 1 324 541,41 тыс. руб. исключены объекты в соответствии с письмом от 28.09.2022 №7/-52-2022 в размере 3 012,56 тыс. руб. (таблица 21).

Таблица 21

Исключенные основные средства за 2023 год, руб.

№п/п	Инвентарный номер	Амортизация по предложению предприятия	Амортизация Принята	Отклонение
1	Д106025587-00	102 626,559	0	-102 626,559
2	Д106025588-00	102 626,559	0	-102 626,559
3	Д106025589-00	136 835,408	0	-136 835,408
4	Д106025590-00	547 341,632	0	-547 341,632
5	Д106025591-00	136 835,408	0	-136 835,408
6	Д106025592-00	102 626,559	0	-102 626,559
7	Д106025577-00	188 148,688	0	-188 148,688
8	Д106025582-00	171 044,263	0	-171 044,263
9	Д106025611-00	417 908,661	0	-417 908,661
10	Д106025612-00	626 862,997	0	-626 862,997
11	Д106025607-00	129 221,757	0	-129 221,757
12	Д106025608-00	129 221,757	0	-129 221,757
13	Д106025609-00	604 86,78	0	-604 86,78
14	Д106025610-00	604 86,78	0	-604 86,78
15	Д106025488-00	100 286,154	0	-100 286,154
Итого				-3 012 559,96

Прочие неподконтрольные расходы

По этой статье предприятие отражает расходы:

- формирование резерва по сомнительным долгам;
- убытки прошлых лет;
- проценты по кредитам;
- прочие расходы.

На 2025 год предприятие заявляет прочие неподконтрольные расходы в сумме 192 088,12 тыс. руб. Анализ предлагаемых к учету расходов по прочим неподконтрольным расходам отражен в таблице 22.

Таблица 22

Анализ прочих неподконтрольных расходов, тыс. руб.

№	Показатель	Факт 2023	Принято	Отклонение	Комментарий	Предложение 2025	Принято	Отклонение	Пояснение
	Прочие неподконтрольные расходы	270 846	5 966	-264 880		192 099,85	29 533	-162 567	
1	Водоснабжение и водоотведение	2 365	2 365	0		3 302,71	3 249,66	-53,05	
1.1.	бытовое водоснабжение	978	963	-15		1 267,54	1 241,81	-25,73	
1.1.	канализация и вывоз жидких нечистот	1 386	1 368	-18		2 035,18	2 007,85	-27,33	
2	вывоз и захоронение отходов	1 428	1 428	0		1 574,17	1 561,10	-13,07	
3	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам (1,5 процента валовой выручки от оказания услуг по передаче ээ) на основании п.30 Основ ценообразования.	142 813	2 173	-140 640	Учтена безнадежная к взысканию задолженность	24 842,42	24 658,40	-184,02	
4	Прочие неподконтрольные из прибыли	1 147 980		-114 798 0				0	
4.1.	Списание просроченной безнадежной дебиторской задолженности	500		-500				0	
4.2.	Прочие	1 147 480		-114 748 0				0	
4.2. 1.	Невозмещаемый НДС	479	0	-479				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 2.	Амортизация имущества, не участвующего в основной деятельности	81	0	-81				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 3.	Расходы по оценке имущества	593	0	-593				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности

№	Показатель	Факт 2023	Принято	Отклонение	Комментарий	Предложение 2025	Принято	Отклонение	Пояснение
4.2. 4.	Расходы на вывод ОС из эксплуатации и ликвидацию ОС произв. назначения	7 291	0	-7291				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 5.	списание МПЗ (сверх норм естеств. убыли, непригодных к эксплуатации)	161	0	-161				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 6.	списание спецодежды	57	0	-57				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 7.	затраты по содержанию непроизводственных объектов	77	0	-77				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 8.	материалы непроизводственного назначения	0		0				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 9.	Расходы в виде остаточной стоимости ОС, выбывших в результате хищений	195	0	-195				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 10.	судебные издержки	1 123	0	-1123				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 11.	Госпошлина	2 097	0	-2097				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 12.	Возмещение причиненных убытков	1 379	0	-1379				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 13.	Юридические услуги, услуги нотариуса, услуги адвоката	3	0	-3				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 14.	прочие услуги	9 125		-9125				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 15.	Расходы по выпуску корпоративной газеты,	17	0	-17				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 16.	Убытки прошлых лет	1 065 881		1065881				0	Рассмотрены перенесены по статье РСД
4.2. 17.	Резерв по судебным искам	40 070	0	-40070				0	
4.2. 18.	Установление квоты для приема на работу инвалидов закона РФ от 19.04.1991 N 1032-1 "О занятости населения в Российской Федерации"	10 599	0	-10599				0	Учтено в составе подконтрольных расходов на 2024 год
4.2. 19.	Расходы на ликвидацию/списание объектов ИЗС и иного имущества, монтаж которого не завершен (произв. назначения)	900		-900				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 20.	Расходы по пеням и прочим санкциям за нарушение условий договоров	6 249		-6249				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности

№	Показатель	Факт 2023	Принято	Отклонение	Комментарий	Предложение 2025	Принято	Отклонение	Пояснение
4.2. 21.	Расходы по реализации имущества и имущественных прав	1 063		-1063				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 22.	Расходы от прекращения договора аренды	23		-23				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 23.	Резерв под снижение стоимости МПЗ	16		-16				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
5	Процентные расходы по кредитам	1 293,77		1293,77		162 305,01		- 162305,0075	исключено, кассовые разрывы отсутствуют, результаты деятельности СТСО согласно форме № 585, положительные
5.1.	инвестиционная деятельность - БАМ			0		143 020,50		- 143020,4975	исключено, кассовые разрывы отсутствуют, результаты деятельности СТСО согласно форме № 585, положительные
5.2.	операционная деятельность			0		13 922,96		- 13922,96	исключено, кассовые разрывы отсутствуют, результаты деятельности СТСО согласно форме № 585, положительные
5.3.	инвестиционная деятельность - прочая			0		5 361,55		- 5361,55	исключено, кассовые разрывы отсутствуют, результаты деятельности СТСО согласно форме № 585, положительные
6	Услуги энергосервисных компаний	26 485		-26485		0		0	
7	доходы по 91 счету	-1 051 519		1051519		0		0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
	прочие расходы					11,74		-11,74	
	Компенсация потерь					63,7972	63,7972	0	

Расшифровки учтенных расходов по статьям:

1. «Водоснабжение водоотведение» факт 2023, план 2025 отражена в приложении № 11 (таблица № 1);

2. «Канализация и вывоз нечистот» факт 2023, план 2025 отражена в приложении № 11 (таблица № 2);

3. «Вывоз и захоронение отходов» приложение № 11 (таблица № 3) факт 2023, план 2025;

4. «Резерв по сомнительным долгам» факт 2023 план 2025 отражен в «Расшифровке выручки от оказания услуг по передаче электроэнергии за 2023 год с расчетом затрат на 2025 год по расходам на формирование резерва по сомнительным долгам (1,5 процента валовой выручки от оказания услуг по

передаче электрической энергии) на основании п.30 Основ ценообразования (приложение № 12).

Также в необходимой валовой выручке за 2024 год у СТСО учтена безнадежная к взысканию задолженность за 2023 год в размере 2 173 тыс. руб., реестр обосновывающих документов предоставлен в таблице 24, анализ прочих неподконтрольных расходов отражен в таблице 23.

Таблица 23

Анализ прочих неподконтрольных расходов, тыс. руб.

№	Показатель	Факт 2023	Принято	Отклонение	Комментарий	Предложение 2025	Принято	Отклонение	Пояснение
	Прочие неподконтрольные расходы	270 846	5 966	-264 880		192 099,85	29 533	-162 567	
1	Водоснабжение и водоотведение	2 365	2 365	0		3 302,71	249,66 ³	-53,05	
1.1.	бытовое водоснабжение	978	963	-15		1 267,54	241,81 ¹	-25,73	
1.1.	канализация и вывоз жидких нечистот	1 386	1 368	-18		2 035,18	007,85 ²	-27,33	
2	вывоз и захоронение отходов	1 428	1 428	0		1 574,17	561,10 ¹	-13,07	
3	Расходы на формирование резерва по сомнительным долгам (1,5 процента валовой выручки от оказания услуг по передаче ээ) на основании п.30 Основ ценообразования.	142 813	2 173	-140 640	Учтена безнадежная к взысканию задолженность	24 842,42	24 658,40	-184,02	
4	Прочие неподконтрольные из прибыли	1 147 980		1147980				0	
4.1.	Списание просроченной безнадежной дебиторской задолженности	500		-500				0	
4.2.	Прочие	1 147 480		1147480				0	
4.2. 1.	Невозмещаемый НДС	479	0	-479				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 2.	Амортизация имущества, не участвующего в основной деятельности	81	0	-81				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 3.	Расходы по оценке имущества	593	0	-593				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 4.	Расходы на вывод ОС из эксплуатации и ликвидацию ОС произв. назначения	7 291	0	-7291				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2. 5.	списание МПЗ (сверх норм естеств. убыли, непригодных к эксплуатации)	161	0	-161				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности

№	Показатель	Факт 2023	Принято	Отклонение	Комментарий	Предложение 2025	Принято	Отклонение	Пояснение
4.2.6.	списание спецодежды	57	0	-57				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2.7.	затраты по содержанию непроизводственных объектов	77	0	-77				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2.8.	материалы непроизводственного назначения	0		0				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2.9.	Расходы в виде остаточной стоимости ОС, выбывших в результате хищений	195	0	-195				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2.10.	судебные издержки	1 123	0	-1123				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2.11.	Госпошлина	2 097	0	-2097				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2.12.	Возмещение причиненных убытков	1 379	0	-1379				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2.13.	Юридические услуги, услуги нотариуса, услуги адвоката	3	0	-3				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2.14.	прочие услуги	9 125		-9125				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2.15.	Расходы по выпуску корпоративной газеты,	17	0	-17				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2.16.	Убытки прошлых лет	1 065 881		1065881				0	Рассмотрены перенесены по статье РСД
4.2.17.	Резерв по судебным искам	40 070	0	-40070				0	
4.2.18.	Установление квоты для приема на работу инвалидов закона РФ от 19.04.1991 N 1032-1 "О занятости населения в Российской Федерации"	10 599	0	-10599				0	Учтено в составе подконтрольных расходов на 2024 год
4.2.19.	Расходы на ликвидацию/списание объектов НЗС и иного имущества, монтаж которого не завершен (производного назначения)	900		-900				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2.20.	Расходы по пеням и прочим санкциям за нарушение условий договоров	6 249		-6249				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2.21.	Расходы по реализации имущества и имущественных прав	1 063		-1063				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности
4.2.22.	Расходы от прекращения договора аренды	23		-23				0	исключено, не относится к регулируемому виду деятельности

№	Показатель	Факт 2023	Принято	Отклонение	Комментарий	Предложение 2025	Принято	Отклонение	Пояснение
4.2.23.	Резерв под снижение стоимости МПЗ	16		-16				0	исключено, не относится к регулируруемому виду деятельности
5	Процентные расходы по кредитам	1 293,77		1293,77		162 305,01		162305,0075	исключено, кассовые разрывы отсутствуют, результаты деятельности СТСО согласно форме № 585, положительные
5.1.	инвестиционная деятельность - БАМ			0		143 020,50		143020,4975	исключено, кассовые разрывы отсутствуют, результаты деятельности СТСО согласно форме № 585, положительные
5.2.	операционная деятельность			0		13 922,96		13922,96	исключено, кассовые разрывы отсутствуют, результаты деятельности СТСО согласно форме № 585, положительные
5.3.	инвестиционная деятельность - прочая			0		5 361,55		5361,55	исключено, кассовые разрывы отсутствуют, результаты деятельности СТСО согласно форме № 585, положительные
6	Услуги энергосервисных компаний	26 485		-26485		0		0	
7	доходы по 91 счету	-1 051 519		1051519		0		0	исключено, не относится к регулируруемому виду деятельности
	прочие расходы					11,74		-11,74	
	Компенсация потерь					63,7972	63,7972	0	

Таблица 24

Реестр обосновывающих документов по безнадежной к взысканию задолженности

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2023 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (с НДС)
	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	ИТОГО за 2023 год				2023	2 173,01
2	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Пояснительная записка	Филиал ПАО «Россети Сибирь» «Кузбассэнерго-РЭС»			2023	2 173,01

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2023 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (с НДС)
3	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Расчет	Филиал ПАО «Россети Сибирь» «Кузбассэнерго-РЭС»			2023	2 173,01
4	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Расшифровка фактических затрат за 2023 год по статье - выгрузка из ПК SAP ERP (в экселе)	Филиал ПАО «Россети Сибирь» «Кузбассэнерго-РЭС»			2023	2 173,01
4.1.	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Расшифровка фактических затрат за 2023 год по статье - выгрузка из ПК SAP ERP (в pdf)	Филиал ПАО «Россети Сибирь» «Кузбассэнерго-РЭС»			2023	2 173,01
5	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Пояснительная записка	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии			1 060,09
6	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Договор оказания услуг по передаче электроэнергии	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 01.11.2011, №2/КП/2011	не действует	
7	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Решение АС КО	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	Дело №А27-6878/2014	Май 2014	568,40
8	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Исполнительный лист	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 02.07.2014, АС №004708141	Июль 2014	
9	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Постановление об окончании и возвращении ИД взыскателю	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 04.12.2015	Декабрь 2015	
10	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Платежное поручение	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 30.07.2014 №504	Июль 2014	-53,16
11	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Платежное поручение	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 27.08.2014 №521	Август 2014	-127,19
12	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Платежное поручение	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 27.08.2014 №522	Август 2014	-2,81
13	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Платежное поручение	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 29.09.2014 №541	Сентябрь 2014	-130,00
14	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Платежное поручение	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 31.10.2014 №563	Октябрь 2014	-57,79

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2023 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (с НДС)
15	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Платежное поручение	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 31.10.2014 №564	Октябрь 2014	-82,21
16	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Решение АС КО	ООО "Водоотведение"	Услуги по передаче электрической энергии	Дело №А27-18602/2014	Май 2014	176,91
17	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Исполнительный лист	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 26.01.2015, ФС №000110983	Январь 2015	
18	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Постановление об окончании и возвращении ИД взыскателю	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 04.12.2015	Декабрь 2015	
19	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Решение АС КО	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	Дело №А27-19617/2014	Январь 2015	114,00
20	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Исполнительный лист	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 21.01.2015, ФС №000113107	Январь 2015	
21	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Постановление об окончании и возвращении ИД взыскателю	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 04.12.2015	Декабрь 2015	
22	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Решение АС КО	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	Дело №А27-1268/2015	Май 2015	463,51
23	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Исполнительный лист	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 25.05.2015, ФС №005395139	Май 2015	
24	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Постановление об окончании и возвращении ИД взыскателю	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 04.12.2015	Декабрь 2015	
25	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Решение АС КО	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	Дело № А27-3847/2015	Май 2015	190,42
26	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Исполнительный лист	ООО "Водоотведение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 25.05.2015, ФС №005394006	Май 2015	
27	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Постановление об окончании и возвращении ИД взыскателю	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 04.12.2015	Декабрь 2015	

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2023 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (с НДС)
28	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Решение АС КО	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	Дело № А27-9991/2013	Сентябрь 2013	644,04
29	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Платежное поручение	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 30.10.2013 № 348	Октябрь 2013	-213,22
30	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Платежное поручение	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 28.11.2013 № 366	Ноябрь 2013	-224,04
31	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Платежное поручение	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 16.12.2013 № 377	Декабрь 2013	-206,78
32	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Заключение по РСД за услуги по передаче электрической энергии	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	б/н	Март 2023	
33	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Протокол заочного совещания ЦИК филиала для формирования РСД, РОО, списания ДЗ/КЗ.	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 22.03.2023, №05-2023 ЦИК	Март 2023	
34	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Справка о наличии/отсутствия задолженностей	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	б/н	Март 2023	
35	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	СО 6.469/0 Акт инвентаризации расчетов с покупателями, поставщиками и прочими дебиторами и кредиторами. Форма №ИНВ-17	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 07.03.2023 б/н	Март 2023	
36	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	СО 6.470/0 Справка к акту инвентаризации расчетов с покупателями, поставщиками и прочими дебиторами и кредиторами. Приложение к форме №ИНВ-17	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 07.03.2023 б/н	Март 2023	
37	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Выписка из ЕГРЮЛ	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 07.03.2023 №ЮЭ9965-23-27818534	Март 2023	
38	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Протокол ЦИК ИА	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 18.04.2023, №1/19-прот-згд	Апрель 2023	
39	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Распоряжение о списании дебиторской, кредиторской задолженности	ООО «Водоотведение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 20.04.2023, №117	Апрель 2023	

№ г/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2023 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (с НДС)
40	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача эз)	Пояснительная записка	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии			1 112,91
41	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача эз)	Договор оказания услуг по передаче электроэнергии	ООО «Водоснабжение»	Услуги по передаче электрической энергии	от 01.11.2011, №3/КП/2011	не действует	
42	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача эз)	Решение АС КО	ООО «Водоснабжение»	Услуги по передаче электрической энергии	Дело № А27- 6876/2014	Июнь 2014	607,67
43	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача эз)	Исполнительный лист	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 17.07.2014, АС №004706928	Июль 2014	
44	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача эз)	Постановление о возбуждении исполнительного производства	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 08.08.2014, №42022	Август 2014	
45	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача эз)	Постановление об окончании и возвращении ИД заявителю	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 04.12.2015	Декабрь 2015	
46	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача эз)	Платежное поручение	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 30.07.2014 №545	Июль 2014	-80,75
47	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача эз)	Платежное поручение	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 27.08.2014 №562	Август 2014	-128,43
48	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача эз)	Платежное поручение	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 27.08.2014 №563	Август 2014	-11,57
49	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача эз)	Платежное поручение	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 29.09.2014 №584	Сентябрь 2014	-150,00
50	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача эз)	Платежное поручение	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 31.10.2014 №608	Октябрь 2014	-54,94
51	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача эз)	Платежное поручение	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 31.10.2014 №609	Октябрь 2014	-95,06
52	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача эз)	Решение АС КО	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	Дело № А27- 14045/2014	Сентябрь 2014	224,04

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2023 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (с НДС)
53	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Исполнительный лист	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 30.12.2014, АС №004719564	Сентябрь 2014	
54	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Постановление об окончании и возвращении ИД взыскателю	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 04.12.2015	Декабрь 2015	
55	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Решение АС КО	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	Дело № А27-19769/2014	Январь 2015	
56	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Исполнительный лист	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 30.03.2015, ФС №000112678	Январь 2015	181,86
57	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Постановление об окончании и возвращении ИД взыскателю	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 04.12.2015	Декабрь 2015	
58	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Решение АС КО	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	Дело № А27-1471/2015	Апрель 2015	
59	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Исполнительный лист	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 15.05.2015, ФС №005390584	Апрель 2015	435,99
60	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Решение АС КО	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	Дело № А27-3846/2015	Май 2015	
61	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Исполнительный лист	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 18.06.2015, ФС №005394013	Май 2015	
62	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Постановление об окончании и возвращении ИД взыскателю	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 04.12.2015	Декабрь 2015	184,10
63	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Решение АС КО	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	Дело № А27-9984/2013	Сентябрь 2013	
64	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Платежное поручение	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 30.10.2013 № 364	Октябрь 2013	
65	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Платежное поручение	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 28.11.2013 № 383	Ноябрь 2013	-209,65

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2023 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (с НДС)
66	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Платежное поручение	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 16.12.2013 № 395	Декабрь 2013	-208,28
67	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Заключение по РСД за услуги по передаче электрической энергии	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 31.03.2023, б/н	Март 2023	
68	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Протокол заочного совещания ЦИК филиала для формирования РСД, РОО, списания ДЗ/КЗ.	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 22.03.2023, №05-2023 ЦИК	Март 2023	
69	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Справка о наличии/отсутствия задолженностей	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	б/н	Март 2023	
70	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	СО 6.469/0 Акт инвентаризации расчетов с покупателями, поставщиками и прочими дебиторами и кредиторами. Форма №ИНВ-17	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 07.03.2023, б/н	Март 2023	
71	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	СО 6.470/0 Справка к акту инвентаризации расчетов с покупателями, поставщиками и прочими дебиторами и кредиторами. Приложение к форме №ИНВ-17	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 07.03.2023, б/н	Март 2023	
72	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Выписка из ЕГРЮЛ	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 07.03.2023 № ЮЭ9965-23-27819155	Март 2023	
73	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Протокол ЦИК ИА	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 18.04.2023, №1/19-прот-згд	Апрель 2023	
74	11. Использование резерва по сомнительным долгам (передача ээ)	Распоряжение о списании дебиторской, кредиторской задолженности	ООО "Водоснабжение"	Услуги по передаче электрической энергии	от 20.04.2023, №117	Апрель 2023	

Прибыль на капитальные вложения

Источники финансирования инвестиционной программы

филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» на 2025 год

Приказом Минэнерго России от 24.12.2024 № 46@ утверждена инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2024 – 2029 годы и изменения, вносимые в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь»,

утвержденную приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 23@. Согласно этому приказу утвержденная величина источников финансирования программы на 2025 год составляет 5 278 541,37 тыс. руб. с НДС.

тыс. руб. с НДС

№ п/п	Показатель	2025 год
		Утвержденный план
1	2	3
Источники финансирования инвестиционной программы всего		3 969 880,00
I	Собственные средства всего, в том числе:	3 670 950,00
1.1	Прибыль, направляемая на инвестиции, в том числе:	1 377 897,80
1.1.1.3	от оказания услуг по передаче электрической энергии	980 440,00
1.1.1.5	от технологического присоединения	463 900,00
1.2	Амортизация основных средств всего, в том числе:	1 574 170,00
1.3	Возврат налога на добавленную стоимость	360 180,00
1.4	Прочие собственные средства всего, в том числе:	292 260,00
II	Привлеченные средства всего, в том числе:	298 930,00
2.1	Кредиты	298 930,00

Амортизация на 2025 год учтена в соответствие с п 27 Основ ценообразования № 1178 в размере 1 440 724 тыс. руб.

Прибыль на капитальные вложения проанализирована на не превышение 12% в соответствии с Методическими указаниями 98-э и составила 756 528 тыс. руб.

Корректировка НВВ по итогам предыдущих периодов регулирования

В соответствии с действующим законодательством органы регулирования проводят анализ расходов, понесенных в предыдущем периоде регулирования, и принимают меры, предусмотренные пунктом 7 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178, а также при наличии результатов контрольных мероприятий, проведенных в текущем периоде регулирования, органами, осуществляющими контроль (надзор) в области электроэнергетики, соответствующим образом учитывают эти результаты.

Предприятием представлен отчёт о фактически понесённых расходах в 2023 году. Экспертами проведён анализ расходов с целью определения их экономической обоснованности и исполнения требований, предусмотренных пунктом 7 Основ ценообразования.

Согласно п.11 Методических указаний B_i - 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, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.) и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования. Указанные расходы определяются 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:

$$B_i^{\text{инд}} = \Delta PR_i + \Delta HR_i + \Delta Y_i + \Delta HVB_i^{\text{сод}} + PO_i, \quad (4)$$

где:

ΔPR_i - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов, определяемая в соответствии с пунктом 11(1) Методических указаний. Не рассчитывается для случаев, если год $i-2$ является первым годом долгосрочного периода регулирования или годом пересмотра базового уровня подконтрольных расходов;

$$\Delta HR_i = HR_{i-2}^{\text{расх.факт}} - HR_{i-2}^{\text{расх.план}} \quad (7);$$

ΔHR_i - корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра;

ΔY_i - корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемая до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской

Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации», которая может принимать как положительные, так и отрицательные значения, рассчитываемая по следующей формуле:

$$\Delta Y_i = Y_{i-2}^{\text{факт}} - Y_{i-2},$$

где:

$Y_{i-2}, Y_{i-2}^{\text{факт}}$ - плановые и фактические расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными в году $i-2$, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26.03.2003 N 35-ФЗ «Об электроэнергетике», обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям»;

$$\Delta HVB_i = HVB_{i-2} - HVB_{i-2}^{\phi} \quad (7.1)$$

$\Delta HVB_i^{\text{сод}}$ - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности;

$ПО_i$ - корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска электрической энергии и цен на электрическую энергию определяемая в соответствии с пунктом 11(2) Методических указаний.

Всего корректировка по формулам МУ 98 составила (таблица 25,26,27,28,29,30,31)

Таблица 25

Корректировка Методические указания 98- э

Показатели	тыс. руб.
корректировка подконтрольные расходы (таблица 26)	56 776,17
корректировка неподконтрольные расходы и ТСО (таблица 27)	119 429,88
корректировка по потерям (таблица 28)	- 331 162,30
корректировка по выручке (таблица 29,30,31)	1 343 180,56
корректировка ΔY	4 617,37
Итого выпадающие	1 079 289,34
Корректировка инвестиционной программы	- 940 065,07
Отклонение по выпадающим доходам, в соответствии с решениями судов, за 2023 год и исполненных в 2024 году (п 7 ОС № 1178) (таблица 30)	671 287,89
Убытки прошлых лет (СКЭК, судебное решение по делу 3а-358/2023)	152 888,90

Показатели	тыс. руб.
Убытки прошлых лет (Кузбассэнерго, судебное решение, дело За-201/2023)	13 648,56
реконструкция ТП	54 677,51
% по заемным средствам, в части БАМ 2	9 352
ЭЗ по предписанию ФАС России (остаток предыдущих периодов регулирования) $B_i^{\text{распред}}$	- 2 321 218,35
реконструкция ТП	
ИПЦ 2024 год	7,2%
ИПЦ 2025 год	5,8%
Итого выпадающие с учетом ИПЦ	- 1 275 082,06
Учтено в смете	- 1 166 353,43
Остаток на последующие периоды регулирования	- 108 728,63

Таблица 26

Расчет корректировки подконтрольных расходов

Показатели		ед.изм.		значение
уровень подконтрольных в 2022 г	ПРуст(i-3)	тыс. руб.		2 745 487,82
Коэффициент индексации подконтрольных расходов 2023 год (факт ИПЦ и объема УЕ)	Кфиндi-2	у.е.		1,027
Коэффициент индексации подконтрольных расходов 2023 год (план ИПЦ и объема УЕ)	Киндi-2			1,0474
Корректировка подконтрольных расходов	ΔПР	тыс. руб.		-56 776

Таблица 27

Расчет корректировки неподконтрольных расходов

Статьи затрат	утверждено на 2023 г.	фактические расходы за 2023 г.	расчет корректировки (ΔНР)
Оплата услуг ОАО «ФСК ЕЭС»	2 529 154,86	2 603 878,83	74 723,97
Электроэнергия на хоз. нужды	0,00	0,00	0,00
Теплоэнергия	18 492,32	18 735,66	243,34
Плата за аренду имущества и лизинг	37 675,15	37 015,06	-660,09
Плата за землю	14 526,84	8 864,17	-5 662,66
Налог на имущество	115 301,14	127 265,49	11 964,35
Прочие налоги и сборы	4 447,50	3 938,09	-509,41
Отчисления на социальные нужды	507 709,77	584 430,51	76 720,74
Прочие неподконтрольные расходы	43 392,48	5 966,00	-37 426,48
Налог на прибыль	0,00	0,00	0,00
Услуги ТСО	708,25	744,37	36,13
Итого по неподконтрольным расходам	3 271 408,29	3 390 838,17	119 429,88

Таблица 28

Расчет корректировка Полезного отпуска

величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году i-2, млн. кВтч.	564,50
фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2)-том году долгосрочного периода регулирования, млн. кВтч.	14 741
плановый объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2)-том году долгосрочного периода регулирования, млн. кВтч.	14 887
средневзвешенная фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i-2;	3 000
средневзвешенная плановая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i-2, руб./мВт.ч.	3 170,49
уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, к которому относится год (i-2), в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования, руб./мВт.ч.	4,29%
Итого Покупка потерь, тыс. руб.	-331 162

Таблица 29

Расчет корректировки необходимой валовой выручки

Корректировка выручки		Формула 7.1.
необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей, установленная на год i-2 (2023);	тыс. руб.	11 119 110,27
фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год i-2 (2023)	тыс. руб.	9 775 929,71
корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности	тыс. руб.	1 343 180,56

Таблица 30

Расшифровка дельты корректировка необходимой валовой выручки по индивидуальным тарифам и выпадающим доходам СТСО за 2023 год

Наименование ТСО	1 полугодие					2 полугодие					Год до пересмотр а постановл ение РЭК Кузбасса 958 от 30.11.202 2	Пересмо тр плана по судам	Отклон ение плана	Факт предпри ятия	Откл суд-ф	Откл план 1 раз суд	Примечан ие		
	Сальдо-Переток		Индивидуальный тариф		Начислено	Сальдо-Переток		Индивидуальный тариф		Начислен о									
	Энергия	Мощнос ть	Одност авочный	Ставка на содержа ние		Ставк а на потер и	Энергия	Мощно сть	Одност авочны й									Ставка на содерж ание	Ставк а на потер и
«Горэлектросет ь» ООО (ИНН 4217127144)	364 961,62	0,00	0,0100			3 649,62	363 444,10	0,00	0,0100			3 634,44	7 303,91	7 303,91	0,00	7 284,06	19,85	19,85	
«ЕвразЭнергоТ ранс» ООО (ИНН 4217084532)	858 552,85	150,33		23 014,315 1	0,004 6	24 698,66	779 994,84	140,61		23 014,315 1	0,004 6	22 995,74	47 430,24	47 430,24	0,00	47 694,40	- 264,16	-264,16	
«КузбассЭнерг оСеть» ООО (ИНН 4205395036)	155 783,71	40,13		5 043,845 8	0,001 5	1 452,81	162 357,63	36,63		5 043,845 8	0,001 5	1 357,06	2 742,77	2 742,77	0,00	2 809,87	-67,10	-67,10	
"Кузбасская энергосетевая компания"	944 299,28		0,0061			5 741,34	929 120,37		0,0061			5 649,05	11 472,72	11 472,72	0,00	11 390,39	82,32	82,32	

Наименование ТСО	1 полугодие						2 полугодие						Год до пересмотр а постановл ение РЭК Кузбасса 958 от 30.11.202 2	Пересмо тр плана по судам	Отклон ение плана	Факт предпри ятия	Откл суд-ф	Откл план 1 раз суд	Примечан ие
	Сальдо-Переток		Индивидуальный тариф			Начислено	Сальдо-Переток		Индивидуальный тариф			Начислен о							
			Одност авочный	Двуставочный					Одност авочны й	Двуставочный									
Энергия	Мощнос ть	Одност авочный		Ставка на содержа ние	Ставк а на потер и	Начислено	Энергия	Мощно сть		Одност авочны й	Ставка на содерж ание	Ставк а на потер и	Начислен о						
ООО (ИНН 4205109750)																			
«Оборонэнерго» АО (филиал «Сибирский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	5 867,12	0,00	0,9903			5 809,97	5 050,60	0,00	0,9903			5 001,40	11 900,38	11 900,38	0,00	10 811,38	1 089,01	1 089,01	
«Объединенная компания РУСАЛ Энергосеть» ООО (ИНН 7709806795)	2 569,37	0,63		39 986,395 7	0,000 0	151,39	2 444,07	0,63		39 986,395 7	0,000 0	151,39	302,83	302,83	0,00	302,78	0,05	0,05	
«ОЭСК» ООО (ИНН 4223052779)	157 582,316	34,56		0,0000	0,000 0	0,00	152 021,37	33,79		0,0000	0,000 0	0,00	141 524,85	-48 779,17	190 304,02	-48 779,17	0,00	190 304,02	с учетом постановл ения от 11.03.2024 № 41 решение суда За-338/2023
«Регионэнерго» ООО (ИНН 4205271471)	4 873,99	0,87		-61 335,918 9	- 0,016 2	-397,87	4 064,53	0,76		-61 335,924 0	- 0,016 2	-346,51	-708,28	-708,28	0,00	-744,37	36,09	36,09	
«РЖД» ОАО (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	696 811,32	201,85		14 354,169 1	0,004 3	20 358,79	643 248,50	191,33		14 354,169 1	0,004 3	19 224,13	39 979,26	39 979,26	0,00	39 582,93	396,33	396,33	
«РЖД» ОАО (Красноярская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	9 910,80	2,59		4 988,955 1	0,001 5	92,68	9 869,96	2,55		4 988,955 1	0,001 5	91,36	181,55	181,55	0,00	184,04	-2,48	-2,48	

Наименование ТСО	1 полугодие						2 полугодие						Год до пересмотр а постановл ение РЭК Кузбасса 958 от 30.11.202 2	Пересмо тр плана по судам	Отклон ение плана	Факт предпри ятия	Откл суд-ф	Откл план 1 раз суд	Примечан ие
	Сальдо-Переток		Индивидуальный тариф			Начислено	Сальдо-Переток		Индивидуальный тариф			Начислен о							
			Одност авочный	Ставка на содержа ние	Ставк а на потер и				Одност авочны й	Ставка на содерж ание	Ставк а на потер и								
Энергия	Мощнос ть							Энергия				Мощно сть							
«СДС-Энерго» ХК ООО (ИНН 4250003450)	324 898,64	73,16		4 531,640 6	0,001 5	2 486,25	382 784,46	66,34		4 531,640 6	0,001 5	2 389,54	4 478,21	4 478,21	0,00	4 875,79	- 397,58	-397,58	
«Северо- Кузбасская энергетическая компания» АО (ИНН 4205153492)	835 258,46	0,00	0,1854			154 840,21	833 316,27	0,00	0,1291			107 576,53	298 170,06	252 959,08	45 210,98	262 416,75	-9 457,67	35 753,31	СКЭК Решение суда За- 229/2023 от 25.05.2023 (постанов ление РЭК от 26.10.2023 № 206)
«Специализиро ванная шахтная энергомеханич еская компания» АО (ИНН 4208003209)	75 974,23	0,00	0,9000			68 376,81	74 607,06	0,00	0,9000			67 146,35	142 000,45	142 000,45	0,00	135 523,16	6 477,28	6 477,28	
«Территориаль ная сетевая организация «Сибирь» ООО (ИНН 4205282579)	19 610,62		0,0100			196,11	20 174,22		0,0100			201,74	390,00	390,00	0,00	397,85	-7,84	-7,84	
«Трансхимэнер го» ООО (ИНН 4205220893)	123 918,30	30,02		702 143,708 7	0,177 8	148 518,18	118 176,02	28,88		702 143,708 7	0,177 8	142 687,49	292 987,64	292 987,64	0,00	291 205,68	1 781,96	1 781,96	
«Электросеть» АО (ИНН 7714734225)	28 266,87	12,96		4 585,696 3	0,001 5	399,70	30 232,84	10,86		4 585,696 3	0,001 5	345,101	773,671	773,671	0,000	744,805	28,866	28,866	
«Электросетьсе рвис» ООО (ИНН 4223057103)	1 228,23	0,00	0,0100			12,28	759,96	0,00	0,0100			7,60	18,33	18,33	0,00	19,88	-1,55	-1,55	
«ЭнергоПарите т» ООО (ИНН 4205262491)	472 432,41	0,00	0,3217			151 967,33	468 354,05	0,00	0,3217			150 655,45	716 204,18	362 192,23	354 011,95	302 622,78	59 569,45	413 581,40	с учетом ИРЭК от 15.04.2024 № 63 решение КОС от 02.11.2023

Наименование ТСО	1 полугодие						2 полугодие						Год до пересмотр а постановл ение РЭК Кузбасса 958 от 30.11.202 2	Пересмо тр плана по судам	Отклон ение плана	Факт предпри ятия	Откл суд-ф	Откл план 1 раз суд	Примечан ие
	Сальдо-Переток		Индивидуальный тариф			Начислено	Сальдо-Переток		Индивидуальный тариф			Начислен о							
			Одност авочный	Ставка на содержа ние	Ставк а на потер и				Одност авочны й	Ставка на содерж ание	Ставк а на потер и								
Энергия	Мощнос ть	Энергия				Мощно сть	Энергия	Мощно сть				Энергия	Мощно сть	Энергия	Мощно сть	Энергия	Мощно сть		
																		№ 3а- 356/2023	
«Энергосервис » ООО (ИНН 4212038927)												81 760,94		81 760,94	0,00	0,00	81 760,94		
Итого	5 082 800,1360	547,09			588 354,27	4 980 020,8330	512,38				528 767,89	1 798 913,71	1 127 625,82	671 287,89	1 068 342,99	59 282,83	730 570,71		
Итого поступление от ТСО					588 752,14						529 114,40	1 799 621,98	1 128 334,10	671 287,89	1 069 087,37	59 246,73	730 534,62		
Итого отдача в ТСО					-397,87						-346,51	-708,28	-708,28	0,00	-744,37	36,09	36,09		

Тарифной выручки по единым котловым тарифам за 2023 год

Полный отчет ТОО												
Уровень участия	НН	СН1	СН2	НН	Иср	НН	СН1	СН2	НН	Иср	НН	Иср
Период	1 полугодие			2 полугодие			3 полугодие			4 полугодие		
Население												
	с 0.7 тыс. руб.	892,80	24 057,70	1 251,76	954,35	24 083,12	2 260,43	1 847,15	48 143,02	544 225,90	506 476,40	
Против												
	с 0.7 тыс. руб.	456,70	2,07	1 831,91	153,87	3,05	1 600,71	834,53	3,11	1 452,61	14 296,91	
Омываемые												
	с 0.7 тыс. руб.	101 778,52	60 669,01	127 412,77	207 068,87	60 851,04	124 895,13	70 210,18	461 025,21	252 307,90	143 277,43	
Дачные												
	с 0.7 тыс. руб.	1 211 953,53	1 350 600,77	87 028,13	1 195 794,26	1 335 083,42	69 634,12	11 052,49	1 637 584,28	1 693 684,19	24 622,34	
Средства												
	с 0.7 тыс. руб.	49 013			83 660				51 64		96,3	
Итого	1 600 669,59	415 164,65	240 356,53	372 356,13	396 593,55	210 215,27	353 576,19	315 508,44	450 565,59	726 412,31	5 215 445,05	
Безналичный расчет												
Население												
	с 0.7 тыс. руб.	624,85	570,17	170,17	627,13	632,42	682,76	627,22				
Против												
	с 0.7 тыс. руб.	1 708,19	1 720,97	1 816,70	1 708,19	1 708,19	1 724,07	1 760,42				
Омываемые												
	с 0.7 тыс. руб.	1 839 180,00	2 242 310,00	2 516 500,00	4 034 470,00							
Дачные												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Средства												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Итого	1 600 669,59	415 164,65	240 356,53	372 356,13	396 593,55	210 215,27	353 576,19	315 508,44	450 565,59	726 412,31	5 215 445,05	
Безналичный расчет												
Население												
	с 0.7 тыс. руб.	624,85	570,17	170,17	627,13	632,42	682,76	627,22				
Против												
	с 0.7 тыс. руб.	1 708,19	1 720,97	1 816,70	1 708,19	1 708,19	1 724,07	1 760,42				
Омываемые												
	с 0.7 тыс. руб.	1 839 180,00	2 242 310,00	2 516 500,00	4 034 470,00							
Дачные												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Средства												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Итого	1 600 669,59	415 164,65	240 356,53	372 356,13	396 593,55	210 215,27	353 576,19	315 508,44	450 565,59	726 412,31	5 215 445,05	
Безналичный расчет												
Население												
	с 0.7 тыс. руб.	624,85	570,17	170,17	627,13	632,42	682,76	627,22				
Против												
	с 0.7 тыс. руб.	1 708,19	1 720,97	1 816,70	1 708,19	1 708,19	1 724,07	1 760,42				
Омываемые												
	с 0.7 тыс. руб.	1 839 180,00	2 242 310,00	2 516 500,00	4 034 470,00							
Дачные												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Средства												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Итого	1 600 669,59	415 164,65	240 356,53	372 356,13	396 593,55	210 215,27	353 576,19	315 508,44	450 565,59	726 412,31	5 215 445,05	
Безналичный расчет												
Население												
	с 0.7 тыс. руб.	624,85	570,17	170,17	627,13	632,42	682,76	627,22				
Против												
	с 0.7 тыс. руб.	1 708,19	1 720,97	1 816,70	1 708,19	1 708,19	1 724,07	1 760,42				
Омываемые												
	с 0.7 тыс. руб.	1 839 180,00	2 242 310,00	2 516 500,00	4 034 470,00							
Дачные												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Средства												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Итого	1 600 669,59	415 164,65	240 356,53	372 356,13	396 593,55	210 215,27	353 576,19	315 508,44	450 565,59	726 412,31	5 215 445,05	
Безналичный расчет												
Население												
	с 0.7 тыс. руб.	624,85	570,17	170,17	627,13	632,42	682,76	627,22				
Против												
	с 0.7 тыс. руб.	1 708,19	1 720,97	1 816,70	1 708,19	1 708,19	1 724,07	1 760,42				
Омываемые												
	с 0.7 тыс. руб.	1 839 180,00	2 242 310,00	2 516 500,00	4 034 470,00							
Дачные												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Средства												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Итого	1 600 669,59	415 164,65	240 356,53	372 356,13	396 593,55	210 215,27	353 576,19	315 508,44	450 565,59	726 412,31	5 215 445,05	
Безналичный расчет												
Население												
	с 0.7 тыс. руб.	624,85	570,17	170,17	627,13	632,42	682,76	627,22				
Против												
	с 0.7 тыс. руб.	1 708,19	1 720,97	1 816,70	1 708,19	1 708,19	1 724,07	1 760,42				
Омываемые												
	с 0.7 тыс. руб.	1 839 180,00	2 242 310,00	2 516 500,00	4 034 470,00							
Дачные												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Средства												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Итого	1 600 669,59	415 164,65	240 356,53	372 356,13	396 593,55	210 215,27	353 576,19	315 508,44	450 565,59	726 412,31	5 215 445,05	
Безналичный расчет												
Население												
	с 0.7 тыс. руб.	624,85	570,17	170,17	627,13	632,42	682,76	627,22				
Против												
	с 0.7 тыс. руб.	1 708,19	1 720,97	1 816,70	1 708,19	1 708,19	1 724,07	1 760,42				
Омываемые												
	с 0.7 тыс. руб.	1 839 180,00	2 242 310,00	2 516 500,00	4 034 470,00							
Дачные												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Средства												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Итого	1 600 669,59	415 164,65	240 356,53	372 356,13	396 593,55	210 215,27	353 576,19	315 508,44	450 565,59	726 412,31	5 215 445,05	
Безналичный расчет												
Население												
	с 0.7 тыс. руб.	624,85	570,17	170,17	627,13	632,42	682,76	627,22				
Против												
	с 0.7 тыс. руб.	1 708,19	1 720,97	1 816,70	1 708,19	1 708,19	1 724,07	1 760,42				
Омываемые												
	с 0.7 тыс. руб.	1 839 180,00	2 242 310,00	2 516 500,00	4 034 470,00							
Дачные												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Средства												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Итого	1 600 669,59	415 164,65	240 356,53	372 356,13	396 593,55	210 215,27	353 576,19	315 508,44	450 565,59	726 412,31	5 215 445,05	
Безналичный расчет												
Население												
	с 0.7 тыс. руб.	624,85	570,17	170,17	627,13	632,42	682,76	627,22				
Против												
	с 0.7 тыс. руб.	1 708,19	1 720,97	1 816,70	1 708,19	1 708,19	1 724,07	1 760,42				
Омываемые												
	с 0.7 тыс. руб.	1 839 180,00	2 242 310,00	2 516 500,00	4 034 470,00							
Дачные												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Средства												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Итого	1 600 669,59	415 164,65	240 356,53	372 356,13	396 593,55	210 215,27	353 576,19	315 508,44	450 565,59	726 412,31	5 215 445,05	
Безналичный расчет												
Население												
	с 0.7 тыс. руб.	624,85	570,17	170,17	627,13	632,42	682,76	627,22				
Против												
	с 0.7 тыс. руб.	1 708,19	1 720,97	1 816,70	1 708,19	1 708,19	1 724,07	1 760,42				
Омываемые												
	с 0.7 тыс. руб.	1 839 180,00	2 242 310,00	2 516 500,00	4 034 470,00							
Дачные												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Средства												
	с 0.7 тыс. руб.	945 676,63	1 177,19	273,61	945 676,63	1 177,19	273,61	719,81				
Итого	1 600 669,59	415 164,65	240 356,53	372 356,13	396 593,55	210 215,27	353 576,19	315				

Расходы, связанным с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемым в плату за технологическое присоединение и не учтенным в инвестиционной программе за 2023 год

Анализ проведен по результатам анализа документальной и технико-экономической обоснованности размера расходов согласно абзацу седьмому пункта 32 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее - Основы ценообразования) при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитываются расходы сетевой организации на инвестиции, которые связаны с фактическим осуществленным технологическим присоединением, в том числе не учтенные в инвестиционной программе, за исключением включаемых в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования в плату за технологическое присоединение расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.

Так, в соответствии с абзацем двенадцатым пункта 87 Основ ценообразования регулирующий орган в своем решении по утверждению платы за технологическое присоединение отражает расходы сетевой организации, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение. Размер указанных расходов включается в тариф на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с методическими указаниями, предусмотренными пунктами 32 или 38 Основ ценообразования, начиная с периода регулирования, на который утверждается плата за технологическое присоединение, и отражается регулирующим органом в решении по утверждению цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии.

Указанное относится, в том числе и к утверждению платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту в соответствии с разделом III Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 №861.

Организация письмом от 22.04.2024 № 1.4/01/264 представила в РЭК Кузбасса отчет и документы по расходам, связанным с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемым в плату за технологическое присоединение и не учтенным в инвестиционной программе за 2023 год на сумму **50 892,21** тыс. руб. без учета НДС и налога на прибыль.

Позднее организация письмами от 29.08.2024 № 1.4/01/532 повторно представила отчет и дополнительные материалы с обосновывающими документы по расходам, связанным с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемым в плату за технологическое присоединение и не учтенным в инвестиционной программе за 2023 год на сумму **131 804,26** тыс. руб. без учета НДС и налога на прибыль.

Для подтверждения величины расходов организация представила:

- отчет по расходам, связанным с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемым в плату за технологическое присоединение и не учтенным в инвестиционной программе за 2023 год;
- Заявки на присоединение энергопринимающих устройств потребителей;
- Договоры об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям и технические условия;
- Акты о выполнении технических условий;
- Акты об осуществлении технологического присоединения;
- Акты приемки основного средства ОС-1;
- Акты приемки выполненных работ КС-2 (ОС-3);
- Схемы, включающие вновь построенный объект, утвержденные техническим руководителем;
- Документы, подтверждающие необходимость реконструкции объектов;
- Оборотно - сальдовую ведомость по счету 01 за 2023 год.

После анализа представленных документов, в части подтверждения стоимости реконструируемых объектов, экспертная группа считает документально обоснованными фактические капитальные вложения по расходам, связанным с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемым в плату за технологическое присоединение и не учтенным в инвестиционной программе за 2023 год, на сумму **54 677,51** тыс. руб.

Снижение фактических затрат на **77 126,75** тыс. руб. произошло по следующим причинам.

1. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых до 15 кВт включительно и свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно за 2019 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2021 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при установлении тарифов на 2021 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

2. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых до 15 кВт включительно и свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно за 2020 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2022 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при установлении тарифов на 2022 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

3. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых до 15 кВт включительно и свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно за 2021 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2023 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при установлении тарифов на 2023 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

4. Организация представила мероприятия по технологическому присоединению заявителей, присоединяемая мощность которых свыше 15 кВт и до 150 кВт включительно за 2022 год. При анализе указанных материалов при регулировании на 2024 год они не были учтены по причине множественных нарушений (указаны в экспертном заключении при установлении тарифов на 2024 год). Решение РЭК Кузбасса не было оспорено. Повторное рассмотрение указанных материалов считаем нецелесообразным.

Эксперты, рассмотрев представленные документы, учитывая их полноту и качество, считают экономически обоснованными затраты организации по расходам, связанным с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемым в плату за технологическое присоединение и не учтенным в инвестиционной программе за 2023 год в размере **54 677,51** тыс. руб.

Расчет корректировки инвестиционной программы

Заключение РЭК Кузбасса о реализации инвестиционной программы филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – региональные электрические сети» за 2023 год

Приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 27@ утверждена инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2023 – 2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 23.12.2021 № 32@. Согласно этому приказу утвержденная величина источников финансирования для филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» на 2023 год составляет 5 278 541,37 тыс. руб. с НДС.

Последующим приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 23@ утверждена инвестиционной программы ПАО «Россети Сибирь» на 2024 – 2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Сибирь», утвержденную приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 27@. Согласно этому приказу утвержденная величина источников финансирования для филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» на 2023 год составляет 2 800 941,73 тыс. руб. с НДС.

Утвержденные плановые показатели финансирования инвестиционной программы на 2023 год, утвержденные приказами Минэнерго России

№ п/п	Показатель	Приказ МЭ от 24.11.2022 № 27@	Приказ МЭ от 19.12.2023 № 23@
1	2	3	4
Источники финансирования инвестиционной программы всего (строка I + строка II), в том числе:		5 278 541,37	2 800 941,73
I	Собственные средства всего, в том числе:	3 561 182,26	2 605 476,57
1.1	Прибыль, направляемая на инвестиции, в том числе:	1 377 897,80	869 400,50

№ п/п	Показатель	Приказ МЭ от 24.11.2022 № 27@	Приказ МЭ от 19.12.2023 № 23@
1	2	3	4
1.1.1	полученная от реализации продукции и оказанных услуг по регулируемым ценам (тарифам):	1 377 897,80	869 400,50
1.1.1.3	оказания услуг по передаче электрической энергии	658 029,28	631 678,47
1.1.1.5	от технологического присоединения, в том числе	719 868,52	237 722,03
1.1.1.5.2	от технологического присоединения потребителей	719 868,52	237 722,03
1.1.1.5.2.а	авансовое использование прибыли	719 868,52	237 722,03
1.2	Амортизация основных средств всего, в том числе:	1 333 539,68	1 374 378,45
1.2.1	текущая амортизация, учтенная в ценах (тарифах) всего, в том числе:	1 331 725,88	1 372 379,14
1.2.1.3	оказание услуг по передаче электрической энергии	1 331 725,88	1 372 379,14
1.2.2	прочая текущая амортизация	1 813,79	1 999,31
1.3	Возврат налога на добавленную стоимость****	278 565,72	280 568,07
1.4	Прочие собственные средства всего, в том числе:	571 179,06	81 129,56
1.4.2	остаток собственных средств на начало года	571 179,06	81 129,56
II	Привлеченные средства всего, в том числе:	1 717 359,11	195 465,16
2.1	Кредиты	1 675 836,04	171 619,20
2.5	Бюджетное финансирование	0,00	23 845,95
2.5.1	средства федерального бюджета	0,00	23 845,95
2.5.1.1	в том числе средства федерального бюджета, неиспользованные в прошлых периодах	0,00	23 845,95
2.7	Прочие привлеченные средства	41 523,06	0,00

Региональная энергетическая комиссия Кузбасса при формировании НВВ на 2023 год учла в качестве тарифного источника финансирования инвестиционной программы организации амортизационные отчисления в объеме 1 372 379,14 тыс. руб. и прибыль в размере 631 000,00 тыс. руб. на общую сумму 2 003 379,14 тыс. руб. без НДС.

В соответствии с подпунктом «н» пункта 19 Стандартов раскрытия информации субъектами электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства РФ от 21.01.2004 № 24 (далее – Стандарты), сетевая организация раскрывает информацию об отчетах о реализации инвестиционной программы и обосновывающих их материалах, включая:

1) Отчет о реализации инвестиционной программы, сформированный с распределением по перечням инвестиционных проектов;

2) Отчет о выполненных закупках товаров, работ и услуг для реализации утвержденной инвестиционной программы с распределением по каждому инвестиционному проекту;

3) Отчет об исполнении финансового плана субъекта рынков электрической энергии;

4) Паспорта инвестиционных проектов.

Организация разместила отчет о реализации инвестиционной программы и обосновывающие материалы на сайте <https://invest.gosuslugi.ru>

Для подтверждения стоимости капитальных вложений на реализацию инвестиционной программы организация представила:

- оборотно-сальдо
- ую ведомость по счету 08 и 01;
- отчет об исполнении инвестиционной программы;
- подтверждающие документы к отчету ИПР;
- реестр актов приемки выполненных работ.

Согласно представленному организацией отчету, фактическая величина финансирования инвестиционной программы составила 3 262 409,93 тыс. руб. с НДС (2 718 674,94 тыс. руб. без НДС). В приложении № 1 представлен анализ финансирования инвестиционной программы за 2023 год.

Экспертная группа, рассмотрев представленные документы, учитывая их объем и качество, и проведя анализ выполнения инвестиционной программы предлагает принять к учету фактическую величину финансирования инвестиционной программы на сумму 1 063 314,07 тыс. руб. без НДС. Снижение величины фин. инвестиционной программы произошло по следующим причинам.

1. Не учитывались затраты по мероприятиям, которые отсутствуют в утвержденной Минэнерго России инвестиционной программе.

В соответствии с методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки от 17.02.2012 № 98-э (далее методические указания), затраты, понесенные сетевой организацией при отсутствии в плане не учитываются, что определяется формулой (9), в которой

$ИП_{i-2}^{факт}$ - объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденной (скорректированной) в установленном порядке на год (i-2) до его начала, за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС в году (i-2) долгосрочного периода регулирования. Вышеуказанное означает, что финансирование должно учитываться только по тем инвестиционным проектам, которые утверждены на (i-2) год.

2. Экспертами оценивался объем фактического исполнения инвестиционной программы применительно к источникам её финансирования (собственные и привлеченные средства), в связи с тем, что органу регулирования надлежит осуществлять контроль за целевым расходованием инвестиционных ресурсов. При этом, если фактическая величина финансирования инвестиционных проектов превышает плановую величину, то это превышение не учитывалось в связи с

требованием формулы (9) методических указаний, в которой $B_i^{коррИП}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й год, может принимать значения от нуля и далее в минусовую сторону, т.к. цель этой величины состоит в снижении НВВ предприятия при неисполнении инвестиционной программы. А в случае учета затрат по инвестиционным проектам с превышением затрат над плановой

величиной, $B_i^{\text{коррИП}}$ примет плюсовое значение, соответственно с увеличением НВВ предприятия.

3. Затраты, понесенные сетевой организацией при реализации инвестиционных проектов, направленных на создание не материальных активов, не учитывались, если организация не поставила не материальные активы на бухгалтерский учет.

4. Согласно ст. 2 Федерального закона от 01.04.2020 № 69-ФЗ «О защите и поощрении капиталовложений в Российской Федерации» инвестиционная стадия - стадия реализации инвестиционного проекта, которая осуществляется.

а) с момента начала выполнения строительно-монтажных работ по созданию (строительству) либо реконструкции и (или) модернизации объектов недвижимого имущества и (или) комплекса объектов движимого и недвижимого имущества, связанных между собой, и до момента их ввода в эксплуатацию, если инвестиционный проект предусматривает создание (строительство) либо реконструкцию объектов недвижимого имущества и (или) комплекса объектов движимого и недвижимого имущества, и (или) до момента приемки модернизированных объектов недвижимого имущества и (или) комплекса объектов движимого и недвижимого имущества;

б) с момента начала выполнения работ по созданию результатов интеллектуальной деятельности и (или) приравненных к ним средств индивидуализации и до момента государственной регистрации таких результатов и (или) таких средств и (или) до момента создания результатов интеллектуальной деятельности и (или) приравненных к ним средств индивидуализации, если в соответствии с гражданским законодательством государственная регистрация результатов интеллектуальной деятельности и (или) приравненных к ним средств индивидуализации не требуется.

Соответственно, инвестиционный проект считается реализованным, когда объект введен в эксплуатацию или проведена государственная регистрация результатов интеллектуальной деятельности.

При многолетнем периоде инвестиционной стадии проекта ИП регулятор учитывает финансирование в промежуточные годы, а в год планового ввода в основные средства учитывает финансирование при наличии фактического ввода в основные средства проекта инвестиционной программы.

Если в столбце «Анализ РЭК по исполнению ИП» в Приложении 1 указано «Нет ввода в ОС» то это означает, что мероприятие не реализовано, т.к. не было факта ввода ОС в отведенный период реализации инвестиционной программы (год реализации ИП указан в Плане принятия основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету).

5. В общую сумму финансирования включены два мероприятия: «Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 15 кВт включительно» и «Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 150 кВт включительно» на общую сумму 656 135,91 тыс. руб. без НДС, которые эксперты предлагают не учитывать, т.к. они отдельно

рассматриваются и учитываются в НВВ как выпадающие расходы по п. 87 ПП РФ №1178.

6. При анализе финансирования инвестиционной программы эксперты не учитывали затраты по мероприятиям выполненным за счет не тарифных источников.

7. При анализе финансирования инвестиционной программы эксперты выяснили, что в приказе Минэнерго России № 23@ на период 2023-2028 годов по мероприятиям I_414_КуЭ, K_517_КуЭ, J_57.6_КуЭ, K_57.7, M_32.154_КуЭ, H_188_КуЭ, H_228_КуЭ, H_294_КуЭ, I_410_КуЭ, J_1402_КуЭ, L_410.1_КуЭ, L_580_КуЭ, L_581_КуЭ, L_582_КуЭ, L_583_КуЭ, M_541_КуЭ, M_540_КуЭ, I_405.2_КуЭ, K_3128_КуЭ, L_1409_КуЭ, L_1410_КуЭ, N_1424_КуЭ, N_1425_КуЭ, L_2022.5_КуЭ ввода основных средств инвестиционной программой не предусмотрено, что может привести к бесполезной трате финансовых ресурсов при не реализации мероприятий. Для предотвращения указанного, эксперты предлагают обязать организацию в очередном приказе Минэнерго России указать год реализации мероприятия в периоде 2026-2028 годов, в противном случае из НВВ будут удалена плановая величина финансирования, учтенная при проведении анализа инвестиционной программы.

Таблица 32

Расчет $B_i^{\text{коррИП}}$ для определения размера корректировки НВВ на 2025 год, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2023 г.

Объем собственных средств	Источники финансирования, учтенные РЭК в тарифе (без НДС)	Источники финансирования по приказу МЭ от 19.12.23 № 23@ (с НДС)	Факт финансирования ИП по мнению РЭК (без НДС)	$B_i^{\text{коррИП}}$
Всего	2 003 379,14	2 800 941,73	841 968,78	-940 065,07
амортизация от передачи ЭЭ	1 372 379,14			
прибыль от передачи ЭЭ	631 000,00			

Размер корректировки НВВ определяется в соответствии с пп. 11 Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденных приказом ФСТ России от 17.02.2012 N 98-э.

« $B_i^{\text{коррИП}}$ - 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 (за исключением случаев выявления нарушений, связанных с использованием инвестиционных ресурсов, полученных за счет поступлений от регулируемой деятельности, на цели,

не связанные с осуществлением регулируемой деятельности), с последующим учетом такой корректировки на 2025 год).»

1. В связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы:

$$B^{коррИП} = 2\,003\,379,14 * (1\,063\,314,07 / 2\,003\,379,14 - 1) - 0 = -940\,065,07 \text{ тыс. руб.}$$

2. Объем собственных средств на финансирование инвестиционной программы, предусмотренной в НВВ, равен 2 003 379,14 тыс. руб.

3. Экономическая обоснованность величины фактических расходов из прибыли и заемных средств.

В общую сумму финансирования инвестиционной программы 2023 года включены два мероприятия с идентификаторами К_42.187БАМ, К_42.6БАМ, реализуемые филиалом ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго РЭС» в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2. Согласно представленному организацией отчету предлагается принять к учету фактическую величину финансирования инвестиционной программы по указанным объектам за счет кредитных средств в размере 60,86 млн. руб. без НДС. (73,032 млн руб. с НДС).

Таким образом, фактическая величина финансирования ИПР за 2023 год, по мнению экспертов, составляет 1 063 314,07 тыс. руб. и для ее покрытия достаточно имеющихся источников фин. - плановой амортизации 1 372 379,14 тыс. руб., следовательно, ни прибыли, ни заемных средств (кредиты) для исполнения ИПР не требуется.

**Анализ финансирования инвестиционной программы за 2023 год
филиалом ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – региональные
электрические сети»**

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5	Кемеровская область	Г	2 800,94	3 262,41	1 063,31	
5.1.1.1	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 15 кВт включительно, всего	Г	433,58	539,60		затраты рассматриваются и учитываются в НВВ как выпадающие расходы по п.87 ПП РФ №1178
5.1.1.2	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 150 кВт включительно, всего	Г	67,48	116,54		
5.1.1.3	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей свыше 150 кВт, всего, в том числе:	Г				
5.1.1.3	Строительство двух отпайек ВЛ- 6 кВ от Ф-6-4-Е, двух КТП 6 кВ 250 кВА, в рамках исполнения договора технологического присоединения с Минстрой Кузбасса от 30.08.2021 № 20.4200.1937.21	М_32.186	нд	9,24	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство двух ТП, двух отпайек: от ВЛ 6кВ ф.6-2-С ПС 35кВ Мазуровская до новой ТП 6кВ; от ВЛ 10кВ ф.10-15-ПФ ПС 35кВ Мазуровская до новой ТП 10кВ, в рамках исполнения договора технологического присоединения с МИНИСТЕРСТВОМ СТРОИТЕЛЬСТВА КУЗБАССА от 22.04.2022 № 20.4200.3548.21	М_32.194	0,00	3,38	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство отпайки от ВЛ 10кВ ф.10-16-П ПС 110кВ Тяжинская, в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "УСТЬ-СЕРТИНСКОЕ" от 25.02.2022 № 20.4200.68.22	М_32.196	0,00	0,56	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ВЛ 10 кВ и ТП 10 кВ 250 кВА от ВЛ 10 кВ ф. 10-6-Л ПС 110 кВ Промышленная-Сельская в рамках исполнения договора технологического присоединения с АО "Ударник полей" от 29.07.2022 № 20.4200.2665.22	О_32.213	нд	2,48	0,00	не тарифные средства

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.1.1.3	Строительство ВЛ 6 кВ от ВЛ 6 кВ ф-6-24-АР ПС 35 кВ Анжерский Водозабор до проектируемой ТП 10/0,4 кВ 630 кВА в рамках исполнения договора технологического присоединения с ИП НАГОВИЦЫН М.А. от 16.05.2022 № 20.4200.1368.22	O_32.204	нд	2,97	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ВЛ 6 кВ, ВЛ 0,4 кВ и ТП-099 250 кВА от ВЛ 6 кВ ф-6-8-К ПС 110 кВ Афонинская в рамках исполнения договора технологического присоединения с МБОУ "СЕВСКАЯ ООШ" от 20.07.2022 № 20.4200.1160.22	O_32.209	нд	0,08	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Шестаковская - Бачатская-1,2 до ТПС 110 кВ Бочаты (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.17БЛ М	5,42	0,04	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ВЛ 10 кВ от ВЛ 10 кВ ф.10-15-СР ПС 110 кВ Весенняя в рамках исполнения договора технологического присоединения с СТ "МЕРИДИАН" от 06.07.2022 № 20.4200.2485.22	O_32.207	нд	0,48	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство пункта коммерческого учета электрической энергии (1 точка присоединения) в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "Плотниковское" от 09.03.2023 № 20.4200.100.23	O_32.228	нд	0,48	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство пункта коммерческого учета электрической энергии (1 точка присоединения) в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "Биосфера" от 24.03.2023 № 20.4200.473.23	O_32.229	нд	0,48	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство пункта коммерческого учета электрической энергии (1 точка присоединения) в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "ЭКОПРОМ" от 20.07.2022 № 20.4200.1878.22	O_32.241	нд	0,48	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство двух КЛ 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ ТП 41 от ПС 110 кВ Орджоникидзевская, в рамках исполнения договора технологического присоединения с Минстрой Кузбасса от 23.12.2021 № 20.4200.3746.21	M_32.190	нд	0,03	0,00	не тарифные средства

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.1.1.3	Строительство ЛЭП 6 кВ от ВЛ 6 кВ Ф-п.Зыряновка ПС 110 КВ НОВО-БАЙДАЕВСКАЯ в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "ИННОВАЦИОННЫЕ ЛИТЕЙНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ" от 07.06.2022 № 20.4200.267.22	O_32.202	нд	0,53	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ВЛ 10 кВ, отпайкой от ВЛ 10 кВ Ф-10-12-НС ПС 35 кВ Красноярская до границы объекта Заявителя, в рамках исполнения договора технологического присоединения с Рубашко Артёмом Николаевичем от 09.12.2022 № 20.4200.4428.22	O_32.220	нд	0,04	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ВЛ 0,4 кВ ф.1, ф.2 и ТП-078 от Ф-10-11-М ПС 110 кВ Гурьевская в рамках исполнения договора технологического присоединения с МКУ "Отдел капитального строительства администрации Гурьевского муниципального округа" от 08.05.2023 № 20.4200.873.23	O_32.233	нд	0,01	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ЛЭП 10 кВ от ф.10-6-МП ПС 110 кВ Водозабор в рамках исполнения договора технологического присоединения с МБУ "Центр Обслуживания учреждений, подведомственных управлению культуры, спорта и молодежной политики администрации Кемеровского муниципального округа" от 15.06.2023 № 20.4200.794.23	O_32.247	нд	0,42	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство двух ЛЭП 6 кВ от Ф-6-11Ф-1 ПС 35 кВ Куйбышевская и Ф-6-16-К ПС 110 кВ Шахтовая в рамках исполнения договора технологического присоединения с Администрацией Новокузнецкого муниципального округа Кемеровской области - Кузбасса от 22.06.2023 № 20.4200.1071.23	O_32.251	нд	0,02	0,00	не тарифные средства

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.1.1.3	Строительство двух ЛЭП 110 кВ отпайками от отпайки на ПС 110 кВ Краснокаменская от ВЛ 110 кВ Афонинская - Красный Брод с отпайкой на ПС 110 кВ Краснокаменская ВЛ 110 кВ Ускат - Карагайлинская-Новая с отпайкой на ПС 110 кВ Краснокаменская до ПС 110 кВ Уткинская в рамках исполнения договора технологического присоединения с АО "УК "Кузбассразрезуголь". Кемеровская область, Прокопьевский р-н, МО "Краснобродский городской округ" от 06.07.2018 № 20.4200.3775.18 (2.7 км)	K_32.114	12,35	33,50	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство 2-цепной ВЛ 110 кВ отпайка от ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Шушталепская-1,2 до ПС 110 кВ Тайлепская в рамках исполнения договора ТП с ООО "Шахта Тайлепская" от 10.12.2019 № 20.4200.899.19, Новокузнецкий р-н, Куртуковское с.п.	L_32.140	20,75	0,00	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство КЛ 10 кВ от яч. ф-10-41-Резерв и яч. ф-10-38-Резерв КРУ 110 кВ ПС 110 кВ Тепличная в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "Специализированный застройщик Програнд" от 23.04.2021 № 20.4200.2720.20	M_32.168	0,00	0,71	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Томь-Усинская ГРЭС-Распадская 5-2 до РУ 110 кВ ПС 110/6 кВ Распадская-2 в рамках исполнения договора о технологическом присоединении с ООО "Распадская угольная компания" от 31.07.2017 № 20.4200.1281.17 (0,17 км)	J_32.82	нд	0,17	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство заходов от ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками на ПС 110 кВ 3687 км до новой ТПС 110 кВ 3687 км (Сулуй) с образованием следующих ВЛ 110 кВ: - ВЛ 110 кВ Иверка тяговая – 3687 км с отпайкой на ПС Бериккульская тяговая; - ВЛ 110 кВ Мариинск тяговая – 3687 км с отпайкой на ПС 3704 км. (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.20БАМ	7,84	3,43	0,00	не тарифные средства

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.1.1.3	Строительство одноцепной ВЛ 35 кВ отпайкой от ВЛ 35 кВ ТС-30 до ПС 35 кВ Тырган, одноцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Красный Брод до ПС 35 кВ Тырган (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.15БАМ	74,80	3,16	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство отпаечных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Юргинская – Юрга I цепь с отпайкой на ПС Западная и ВЛ 110 кВ Юргинская – Юрга II цепь с отпайкой на ПС Западная до новой ПС 110 кВ Сарзас (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.22БАМ	15,45	0,01	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство 2х КЛ 10 кВ от РУ 10 кВ РП 10 кВ ПС 110/10 кВ Больничная в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "Новолекс" (ООО "Росцентр"). Кемеровская область, г. Ленинск - Кузнецкий от 15.02.2016 № 20.4200.2.16	L_32.100	0,54	0,00	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство двух ВЛ 110 кВ отпайка от ВЛ 110 кВ ЗСМК - Ерунаковская тяговая-1,2 до ПС 110 кВ Щедрухинская до границ заявителя в рамках исполнения договора ТП с ООО "Активные Угли" от 30.06.2020 № 20.4200.895.20	L_32.141	0,00	0,42	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ВЛ 6 кВ от ячейки 6 кВ ф.6-6-Резерв ПС 110 кВ Звёздная, в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "СДС-СТРОЙ" от 04.03.2022 № 20.4200.134.22	M_32.195	3,63	4,14	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство отпайки от опоры №9 ВЛ 6кВ ф.6-1-7 ПС 35кВ Куйбышевская, в рамках исполнения договора технологического присоединения с Петручкиным Дмитрием Валерьевичем от 26.04.2022 № 20.4200.110.22	M_32.197	0,00	0,01	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство двух ТП, двух отпайек от ВЛ 10кВ ф.10-6-МП ПС 110кВ Водозабор до новой ТП 10кВ; от ВЛ 10кВ ф.10-14-МП ПС 110кВ Восточная до новой ТП 10кВ, в рамках исполнения договора технологического присоединения с МИНСТРОЙ КУЗБАССА от 15.03.2022 № 20.4200.161.22	M_32.198	0,00	0,50	0,00	не тарифные средства

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.1.1.3	Строительство ЛЭП 10 кВ от ВЛ 10 кВ ф. 10-1-Т ПС 35 кВ Береговая, в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "ЗЛАТОЗАРА" от 07.04.2022 № 20.4200.175.22	M_32.199	0,66	0,00	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ВЛ 10 кВ ф.10-10-МП ПС 35 кВ Камышинская до границы объекта Заявителя, в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "КДВ Ленинск-Кузнецкий" от 21.11.2022 № 20.4200.3902.22	O_32.219	нд	1,24	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ЛЭП 0,4 кВ от ТП-294 ф.10-9-П ПС 35кВ Береговая до границы объекта Заявителя, в рамках исполнения договора технологического присоединения с МБОУ "Береговская средняя общеобразовательная школа" от 28.11.2022 № 20.4200.4034.22	O_32.218	нд	0,53	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство двух ЛЭП ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Мариинск – Каштан тяговая с отпайками и ВЛ 110 кВ Мариинск – Тяжинская с отпайками до новой ПС 110 кВ Аверьяновка тяговая (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.33БАМ	2,52	0,00	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ВЛ-10кВ отпайка от опоры №45 Ф.10-5-П ПС 35кВ "Панфиловская" в сторону ТП-9 (400кВА) для электроснабжения объектов потребителей по договору с ООО "Весна" №20.4200.2311.21 от 02.08.2021	M_32.183	нд	0,66	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ВЛ 6 кВ от Ф-6-19-ПНС ПС 110 кВ Водная в рамках исполнения договора технологического присоединения с Похомовым ИГ от 01.12.2020 № 20.4200.2621.20	M_32.158	нд	0,63	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство двух ЛЭП 6 кВ от линейных ячеек № 30 и № 11 РУ 6 кВ ПС 110 кВ Вахрушевская до РП 6 кВ Заявителя по договору ТП с ООО "Участок Коксовый" от 18.12.2020 № 20.4200.1831.20	M_32.153	0,03	0,04	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство двух ВЛ 110 кВ отпайками от Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженская и ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ 3,614 км (Мальцево) (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.32БАМ	0,76	1,43	0,00	не тарифные средства

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.1.1.3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Иверка-Мариинск с отпайками и ВЛ 110 кВ Иверка-Антибесская с отпайкой на ПС Берекульская до ПС 110 кВ Воскресенка (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.21БА М	2,61	0,00	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство двух ЛЭП 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Томь-Усинская ГРЭС I, II цепь до ТПС Томусинская (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.34БА М	2,24	0,00	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство двух ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская - Яйская с отпайками и ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская - Иверка с отпайками на ПС 110 кВ Почитанка (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.38БА М	13,10	3,06	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ВЛ 6 кВ Ф-6-18-М с ТП 250 кВА и ВЛ 10 кВ ф-6-9-ПГ с ТП 250 кВА ПС 110 кВ Оросительная в рамках исполнения договора технологического присоединения с МИНСТРОЙ КУЗБАССА от 06.06.2022 № 20.4200.1343.22	O_32.203	нд	8,24	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ЛЭП 10 кВ от Ф-10-18-Д ПС 35 кВ Сосновская в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "ТОРГОВЫЙ ДОМ ТРЕЙД-КНК" от 04.07.2022 № 20.4200.1701.22	O_32.205	нд	0,09	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ЛЭП 6 кВ от ф.6-1-7 ПС 35 кВ Куйбышевская в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "УК "Кузбасстрансмет" от 15.02.2022 № 20.4200.1738.22	O_32.214	нд	0,01	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ВЛ 6кВ от яч. ф.6-7-резерв (1 с.ш.), ф.6-14-В (2 с.ш.) ПС 35кВ Красный Углекоп в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "Терминал Новокузнецк" от 23.01.2023 № 20.4200.2417.22	O_32.221	нд	100,86	0,00	не тарифные средства

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.1.1.3	Строительство ВЛ 10кВ от ф.10-5-Б ПС 35кВ Костёнковская до границы Заявителя, в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "Разрез Березовский" от 10.01.2023 № 20.4200.4228.22	O_32.223	нд	0,07	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ЛЭП 6 кВ от ф.6-6-ТП-12 ПС 35 кВ Куйбышевская в рамках исполнения договора технологического присоединения с Топкаевым Степаном Константиновичем от 16.02.2023 № 20.4200.85.23	O_32.226	нд	0,01	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ВЛ 10 кВ от Ф-10-12-III ПС 35 кВ Курсксмоленская в рамках исполнения договора технологического присоединения с МБУК "Чебулинский краеведческий музей" № 20.4200.1227.23	O_32.245	нд	4,83	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ЛЭП от ячеек ф.10-1-Б, ф.10-18-Б ПС 110кВ Ильинская-Городская-2 (1,2 с.ш.), в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "Кузбассоблгаз" от 10.02.2023 № 20.4200.56.23	O_32.225	нд	0,07	0,00	не тарифные средства
5.1.1.3	Строительство ЛЭП 6 кВ от Ф. 6-29-С ПС 35 кВ Грамотейнская 1/2 в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО «Кузбасс тракцентр» от 15.08.2023 № 20.4200.2264.23	O_32.262	нд	0,10	0,00	не тарифные средства
5.1.4	Усиление электрической сети в целях осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей и (или) объектов электросетевого хозяйства всего, в том числе:	Г				
5.1.4.2	Реконструкция существующих объектов электросетевого хозяйства для усиления электрической сети в целях осуществления технологического присоединения	Г				
5.1.4.2	Реконструкция ПС 110 кВ Беловская оснащение микропроцессорными устройствами автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) ВЛ 110 кВ Беловская – Беловская ГРЭС I, II цепь (АОПО ВЛ 110 кВ Беловская – Беловская ГРЭС I, II цепь)	K_110	1,25	0,00	0,00	фин-я не было

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.1.4.2	Реконструкция ПС 110/10кВ Лапина с монтажом шинных мостов 3,4 секции 10 кВ, двух линейных ячеек 3,4 секции 10 кВ с выключателями и оборудованием РЗА в рамках исполнения договора технологического присоединения с ОАО "СКЭК" от 06.08.2021 № 20.4200.266.21	N_32.211	43,23	1,00	0,00	замечаний нет
5.1.4.2	Реконструкция ПС 110 кВ Шестаковская с заменой трансформаторов 110/35 кВ 2х16 МВА на трансформаторы 2х25 МВА (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.29БАМ	9,86	0,11	0,10	затраты определены по факту фин-я
5.1.4.2	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Ново-Чертинская с заменой силового трансформатора 1х31,5 МВА на 40 МВА в рамках исполнения договора ТП с ОАО "РЖД" по д. №20.4200.936.19 (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	K_42.187БАМ	119,14	105,22	79,41	затраты определены по плану фин-я
5.1.4.2	Техническое перевооружение РУ 35 кВ ПС 110 кВ Беловская с заменой провода сборных шин 1 СШ 35 кВ и 2 СШ 35 кВ, оборудования (выключатель -2 шт, разъединитель, трансформаторы тока) и ошиновки ячеек В-35 Т-1 и В-35 Т-2-80, трансформаторов тока и ошиновки ячейки В-35 Б-19, замена оборудования (разъединитель, трансформатор тока) и ошиновки ячейки В-35 Б-20 в рамках исполнения договора ТП с ОАО "РЖД" по д. №20.4200.1024.20 (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	K_42.6БАМ	67,95	26,96	19,27	затраты определены по факту фин-я
5.1.4.2	Реконструкция участков ВЛ 35 кВ Б-19, ВЛ 35 кВ Б-20 с заменой существующего провода на провод большим сечением. 16,5 км в рамках исполнения договора ТП с ОАО "РЖД" по д. №20.4200.1024.20 (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	K_42.7БАМ	204,15	314,88	170,12	затраты определены по плану фин-я

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.1.4.2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иверка-Мариинск с отпайками и ВЛ 110 кВ Иверка-Антибесская с отпайкой на ПС Берекульская до ПС 3,668 км (Лесная) (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	N_42.21.1Б АМ	1,37	0,00	0,00	фин-я не было
5.1.4.2	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Полысаевская-3 с установкой третьего силового трансформатора мощностью 40 МВА, с монтажом оборудования - 23 шт (в т.ч. ячеек выключателя 110 кВ - 6 шт, ячеек выключателя 35 кВ - 3 шт, ячейки МСВ - 4 шт, ячейки выключателя ТСН -10 шт), с выполнением шлейфового захода на ПС 110 кВ Полысаевская-3 ВЛ 110 кВ Беловская ГРЭС - Новоленинская протяженностью 4.2 км	J_406.1	130,60	160,52	21,06	затраты определены по факту фин-я
5.1.4.2	Реконструкция ВЛ 35 кВ АТ-41 и ВЛ 35 кВ АТ-42 с заменой провода АС-120 на АС-185 (двухцепная ВЛ 35 кВ по трассе 18,4 км) (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.26БА М	25,25	0,00	0,00	фин-я не было
5.1.4.2	Реконструкция ВЛ 35 кВ с заменой провода КТ-31 и ВЛ 35 кВ КТ-32 на участке от ПС 110 кВ Красный Брод до отпайки на ПС 35 кВ Михайловская на провод большим сечением (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.14БА М	96,86	125,09	80,72	затраты определены по плану фин-я
5.1.4.2	Реконструкция ячеек № 30 и 11 РУ 6 кВ ПС 110 кВ Вахрушевская с установкой выключателей, трансформаторов тока, оснащение РП 6 кВ Заявителя и ячейки № 30 и 11 РУ 6 кВ ПС 110 кВ Вахрушевская микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА), организация учета электроэнергии по договору ТП с ООО "Участок Коксовый" от 18.12.2020 № 20.4200.1831.20	M_32.154	0,32	0,31	0,21	затраты определены по факту фин-я
5.1.4.2	Реконструкция ПС 110 кВ Мирная с установкой ячейки межсекционного выключателя, с заменой ТТ, вводных выключателей, выключателей МСВ в рамках исполнения договора технологического присоединения от 03.11.2020 № 20.4200.1972.20	M_32.164	4,62	4,05	3,70	затраты определены по факту фин-я и учета затрат за 2022

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.1.4.2	Реконструкция ПС 110 кВ Мирная с установкой ячейки МСВ 10 кВ, с заменой ТТ, реактора ввода 10 кВ Т-2-40, вводных и секционных выключателей в рамках исполнения договора технологического присоединения от 21.01.2021 № 20.4200.55.21	M_32.163	8,61	35,70	7,83	затраты определены по факту фин-я и учета затрат за 2022
5.1.4.2	Модернизация средств коммерческого учета электрической энергии (трехфазные косвенного включения) в рамках исполнения договора технологического присоединения с АО "УК "Кузбассразрезуголь" от 08.06.2021 № 20.4200.223.21	M_32.169	0,30	0,00	0,00	замечаний нет
5.1.4.2	Реконструкция ячейки РУ 6 кВ ПС 35 кВ Абагур-Атамановская с заменой трансформаторов тока в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "Дельта" от 12.04.2021 № 20.4200.246.21	M_32.173	0,55	0,02	0,00	замечаний нет
5.1.4.2	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Брод с заменой трансформаторов 110/35/6 кВ Т-1-40 и Т-2-40 номинальной мощностью 40 МВА (2шт) на трансформаторы 110/35/6 кВ номинальной мощностью 63 МВА (2шт) (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.12БАМ	69,45	6,88	4,78	затраты определены по факту фин-я
5.1.4.2	Реконструкция РУ 35 кВ ПС 110 кВ Афонинская с заменой провода ошиновки ячеек 35 кВ Т-1 и Т-2 (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.9БАМ	6,90	0,00	0,00	фин-я не было
5.1.4.2	Реконструкция ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Красный Брод с заменой проводов сборных шин в ОРУ 35 кВ 1СШ-35 кВ и 2СШ-35 кВ, шин 35 кВ, трансформаторов тока в ячейках ВЛ 35 кВ КТ-31 и КТ-32, высокочастотных заградителей в ячейке ВЛ-35 кВ КТ-31, линейных разъединителей в ячейках ВЛ 35 кВ КТ-31 и КТ-32, шинных разъединителей в ячейках ВЛ 35 кВ КТ-31 и КТ-32 (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.13БАМ	35,54	1,21	0,84	затраты определены по факту фин-я

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.1.4.2	Модернизация на ПС 110 кВ Афонинская существующей АОПО ВЛ 110 кВ Северный Маганак – Афонинская, ВЛ 110 кВ Черкасов Камень – Афонинская с реализацией УВ на ОН в сети 35 кВ (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.40БАМ	1,01	0,00	0,00	фин-я не было
5.1.4.2	Модернизация на ПС 110 кВ Беловская существующей АОПО ВЛ 110 кВ Красный Брод – Беловская I цепь с отпайкой на ПС Ново-Чертинская и ВЛ 110 кВ Красный Брод – Беловская II цепь с отпайкой на ПС Ново-Чертинская с УВ на ОН в сети 35 кВ (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.41БАМ	1,01	0,00	0,00	фин-я не было
5.1.4.2	Модернизация существующих АОПО ВЛ 110 кВ 1К, 2К ПС 110 кВ Анжерская с реализацией УВ на ДС (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	L_42.39БАМ	1,02	0,00	0,00	фин-я не было
5.1.4.2	Реконструкция ПС 110 кВ Мирная в части замены оборудования ячеек №37 и №40 ЗРУ 10 кВ с установкой устройств сбора и передачи телеметрической информации, организации каналов связи, АОПО, устройств ОН от внешних устройств ПЛ, установка МСВ 10 кВ, замена ТТ, реактора ввода 10 кВ Т-2-40, вводных и секционных выключателей, установка ячейки межсекционного выключателя, выключателей МСВ в рамках исполнения договоров технологического присоединения от 01.09.2020 № 20.4200.440.20	L_2022.1	16,87	0,00	0,00	замечаний нет
5.1.4.2	Реконструкция ПС 110кВ Толевая, с заменой силового трансформатора мощностью 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА, в рамках исполнения договора технологического присоединения с ООО "КУЗБАССКИЙ СКАРАБЕЙ" от 22.04.2022 № 20.4200.3524.21	N_32.193	4,42	0,00	0,00	фин-я не было

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.1.4.2	Реконструкция ВЛ 110 кВ отпайками от Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженская и ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ 3,614 км (Мальцево) (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	N_42.32.1Б АМ	1,21	0,00	0,00	фин-я не было
5.1.4.2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками на ПС 110 кВ 3687 км до новой ТПС 110 кВ 3687 км (Сулуй) с образованием следующих ВЛ 110 кВ: - ВЛ 110 кВ Иверка тяговая – 3687 км с отпайкой на ПС Беркульская тяговая; - ВЛ 110 кВ Мариинск тяговая – 3687 км с отпайкой на ПС 3704 км. (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	N_42.20.1Б АМ	84,73	86,87	60,35	затраты определены по факту фин-я
5.1.4.2	Реконструкция ЛЭП ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Мариинск – Каштан тяговая с отпайками и ВЛ 110 кВ Мариинск – Тяжинская с отпайками до новой ПС 110 кВ Аверьяновка тяговая (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	N_42.33.1Б АМ	1,26	0,00	0,00	фин-я не было
5.1.4.2	Реконструкция ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайками и ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками на ПС 110 кВ Почитанка (в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей БАМ-2)	N_42.38.1Б АМ	1,75	0,00	0,00	фин-я не было
5.1.4.2	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Томская РУ 6 кВ с установкой выключателей, устройств РЗА и трансформаторов тока в ячейках № ф-резерв 1 и 2 сек в рамках исполнения договора технологического присоединения с АО «МЕЖДУРЕЧЬЕ» от 23.03.2022 № 20.4200.860.21	N_32.212	9,46	0,00	0,00	замечаний нет
5.1.4.2	Техническое перевооружение РУ 0,4 кВ ТП-209 с заменой АВ 0,4 кВ ПС 110 кВ Пром.-Сельская в рамках исполнения договора технологического присоединения с АО "Ударник полей" от 29.06.2022 № 20.4200.2691.22	N_32.208	0,07	0,00	0,00	замечаний нет

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК, млн. руб. (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2	Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение всего, в том числе:	Г				
5.2.1	Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение трансформаторных и иных подстанций, распределительных пунктов, всего, в том числе:	Г				
5.2.1.1	Реконструкция трансформаторных и иных подстанций, всего, в том числе:	Г				
5.2.1.1	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Тяжинская с заменой БСК-110 (батареи статистических конденсаторов) на СКРМ (статистические компенсаторы реактивной мощности) мощностью 52 Мвар	J_444	13,81	9,39	6,56	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.1	Реконструкция здания ЗРУ 6 кВ ПС 35/6 кВ Абашевская 1/2 с заменой оборудования ячеек 16 шт.	K_485	0,97	1,10	0,78	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.1	Реконструкция ЗРУ 6 кВ на ПС 110 кВ Мысковская	M_553	0,62	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.1	Реконструкция ПС 110/10 кВ Волозабор с ретрофитом ячеек 10кВ (13 шт.), модернизацией СОПТ	L_2022.17	20,06	15,47	10,80	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация, техническое перевооружение трансформаторных и иных подстанций, распределительных пунктов, всего, в том числе:	Г				
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 35 кВ Шевелевская с заменой оборудования линейной ячейки 10 кВ (1шт)	M_546	3,46	1,12	0,78	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110/6 кВ АКЗ. Замена ОД-110 Крохалевская-Кедровская -1, ОД-110 Крохалевская-Кедровская -2 (2 шт.). Кемеровский РЭС	H_188	0,04	0,04	0,03	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110/35/6 кВ Колмогоровская. Замена ОД-110 (2 шт.). Инской РЭС	H_228	5,12	5,12	3,56	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110/6 кВ Фильтровальная. Замена ОД-110 (2 шт.), ОДВ-110 (1 шт.), ОДО-110 (1 шт.). Ленинский РЭС	H_231	22,72	21,47	22,87	затраты определены по факту фин-я и учета затрат за 2021
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ Промышленная-сельская. Замена ОД-110 (2 шт.). Промышленновский РЭС	H_232	2,33	0,42	7,60	

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110/35/6 Кондомская с заменой БСК (батареи статических конденсаторов) мощностью 60 Мвар (1 этап)	I_410	0,25	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 35/6 кВ «Центральная» с установкой системы компенсации емкостных токов замыкания на землю, 2шт.	H_294	0,05	0,05	0,03	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ "Тисульская" с заменой оборудования ячеек № 11, 15, 17, 19, ШИМ-10	N_629	0,65	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 35 кВ Сибирская с установкой защит от дуговых коротких замыканий (ячейки 6-10 кВ)	N_603	0,36	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Южная с установкой защит от дуговых коротких замыканий (ячейки 6-10 кВ)	N_607	0,36	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 35 кВ Бирюлинская с установкой защит от дуговых коротких замыканий (ячейки 6-10 кВ)	N_605	0,36	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Модернизация на ПС 110 кВ Яйская с установкой ВЧЗ, УПАСК, УОН для передачи и реализации управляющих воздействий от АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайками, установка ВЧЗ на опоре № 65 ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками.	N_42.43	0,48	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Модернизация на ПС 110/6 кВ Кирова-Западная, ПС 110/35/10 Промышленная-Сельская с организацией ВЧ канала АОПО	N_42.42	0,50	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение устройств РЗА ВЛ 110кВ на ПС 110кВ Юргинская (1 шт.)	M_578.1	2,46	26,72	2,05	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение устройств РЗА ВЛ 110кВ на ПС 110кВ КФЗ-2, с организацией каналов связи (1 шт.)	M_578.2	6,05	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110 кВ ЯЦЗ - 1шт	M_584.3	4,07	0,68	0,49	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110 кВ Яйская - 1шт	M_584.4	0,31	0,31	0,21	

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК, млн. руб. (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110 кВ Беловская - 1шт	M_584.5	0,53	0,53	0,37	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110 кВ Зенковская - 1шт	M_584.6	0,44	0,44	0,31	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110 кВ Кондомская - 1шт	M_584.7	0,44	0,44	0,31	
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ КФЗ-2 с установкой защит от дуговых коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.8	9,57	12,25	7,97	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Модернизация на ПС 110 кВ Анжерская ВЛ 110 кВ Тайга - Анжерская, ВЛ 110 кВ Кузель - Анжерская, с оснащением устройством АЛАР	M_478	0,67	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Модернизация на ПС 110 кВ Афонинская ВЛ 110 кВ Афонинская - Красный Брод, ВЛ 110 кВ Афонинская - Ускат, с оснащением устройством АЛАР	M_479	0,67	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Модернизация на ПС 110 кВ Красный Брод ВЛ 110 кВ Афонинская - Красный Брод, ВЛ 110 кВ Карагайлинская-Новая - Красный Брод, с оснащением устройством АЛАР	M_480	0,67	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Оросительная с установкой защит от дуговых коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.11	2,05	0,62	0,45	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Мариинский ЛПК с установкой защит от дуговых коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.12	1,68	0,50	0,36	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Макаракская с установкой защит от дуговых коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.13	2,01	0,60	0,43	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Кузбассэлемент с установкой защит от дуговых коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.15	2,27	4,63	1,89	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Кондомская с установкой защит от дуговых коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.16	2,27	2,97	1,89	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Красный Брод с установкой защит от	M_577.17	2,27	5,86	1,89	затраты определены по плану фин-я

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
	дугowych коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект					
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Мундыбашская с установкой защит от дугowych коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.18	2,27	6,01	1,89	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Прокопьевская с установкой защит от дугowych коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.19	2,27	9,20	1,89	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Осинниковская с установкой защит от дугowych коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.20	2,27	7,38	1,89	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Северная с установкой защит от дугowych коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.21	2,27	9,72	1,89	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Темирская с установкой защит от дугowych коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.22	2,27	6,05	1,89	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Тырганская с установкой защит от дугowych коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.23	2,27	7,46	1,89	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Шахтовая с установкой защит от дугowych коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.24	2,27	7,23	1,89	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110/35/6 Кондомская с заменой БСК (батареи статических конденсаторов) мощностью 60 Мвар (2 этап)	L_410.1	0,05	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Модернизация ПС 110 кВ Комплексная с установкой РАС	L_474.7	7,14	8,57	5,95	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Модернизация ПС 110 кВ Береговая с установкой РАС	L_474.8	6,50	7,39	5,19	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Ширпотреб с установкой защит от дугowych коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.25	2,27	11,23	1,89	затраты определены по плану фин-я

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Безруковская с установкой защит от дуговых коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.26	2,27	3,87	1,89	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110 Бенжереп-2 монтаж защит от дуговых коротких замыканий ячеек 6-10 кВ - 1 комплект	M_577.10	3,45	2,86	2,01	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110кВ Таёжная с заменой пяти комплектов трансформаторов тока 110кВ	M_710	0,72	0,68	0,48	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110 кВ Тягинская - 1шт	M_584.1	0,95	0,02	0,01	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110 кВ Топкинская - 1шт	M_584.2	0,55	0,01	0,01	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110/35/6 кВ Анжерская - 1шт	M_584.8	0,78	0,01	0,01	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110/6 кВ Вахрушевская - 1шт	M_584.9	0,55	0,02	0,01	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110/6 кВ Звёздная - 1шт	M_584.10	0,78	0,01	0,01	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 35/6 кВ Красный – Углекоп - 1шт	M_584.11	0,44	0,01	0,01	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110/10 кВ КФЗ-2 - 1шт	M_584.12	0,95	0,03	0,02	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110/6 кВ Мундыбашевская - 1шт	M_584.13	0,78	0,02	0,02	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110 кВ Промузел - 1шт	M_584.14	0,78	0,02	0,01	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110/35/10 кВ Проскоковская - 1шт	M_584.15	0,78	0,01	0,01	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 35/6 кВ Шахта – 13 - 1шт	M_584.16	0,55	0,01	0,01	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110/35/6 кВ Юргинская - 1шт	M_584.17	0,78	0,01	0,01	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 35 кВ Мариинская городская - 1шт	M_584.18	0,44	0,01	0,01	
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110 кВ Тырганская - 1шт	M_584.19	0,44	0,02	0,01	
5.2.1.2	Техническое перевооружение устройств РЗА ВЛ 110кВ на ПС 110кВ Кузнецкая (1 шт.)	M_578.3	0,94	0,00	0,00	фин-я не было

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК, млн. руб. (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.1.2	Техническое перевооружение устройств РЗА ВЛ 110кВ на ПС 110кВ Новоленинская (1 шт.)	M_578.4	1,05	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение устройств РЗА ВЛ 110кВ на ПС 110кВ Афонинская (1 шт.)	M_578.5	0,92	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение устройств РЗА ВЛ 110кВ на ПС 110кВ Яншинская (1 шт.)	M_578.6	0,86	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение устройств РЗА ВЛ 110кВ на ПС 110кВ Промышленная-Сельская (1 шт.)	M_578.7	0,68	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение устройств РЗА ВЛ 110кВ на ПС 110кВ Мысковская (1 шт.)	M_578.8	0,92	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение устройств РЗА ВЛ 110кВ на ПС 110кВ Тяжинская (1 шт.)	M_578.9	0,86	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение устройств РЗА ВЛ 110кВ на ПС 110кВ Плотикиновская (1 шт.)	M_578.10	0,68	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение устройств РЗА ВЛ 110кВ на ПС 110кВ Мундыбашская (1 шт.)	M_578.11	0,86	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение устройств РЗА ВЛ 110кВ на ПС 110кВ Прокопьевская (1 шт.)	M_578.12	0,92	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Реконструкция КТП-694 Кемеровского РЭС с заменой трансформатора ТМГ 100 кВа на ТМГ 160 кВа (ПО СВЭС)	N_619	0,00	0,02	0,00	нет в плане МЭ
5.2.1.2	Реконструкция СТП №222 Кемеровского РЭС с заменой трансформатора ТМГ 25 кВа на ТМГ 63 кВа (ПО СВЭС)	N_620	0,00	0,02	0,00	нет в плане МЭ
5.2.1.2	Техническое перевооружение здания ПС №8 от ВЛ-6 ф. 6-1-Ц и ВЛ-6 ф. 6-6-Е (РП-6кВ) Осинниковского РЭС с заменой на блочную КТПБ 2*1000 кВа	H_262	0,55	0,56	0,40	затраты затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация устройств АЧР на ПС 110/35/6 кВ Абагурская, 1 шт.	I_438.1	3,95	3,66	2,57	
5.2.1.2	Модернизация устройств АЧР на ПС 110/10 кВ Заводская, 1 шт.	I_438.2	3,90	3,62	2,54	
5.2.1.2	Модернизация устройств АЧР на ПС 110/35/6 кВ Зенковская 1 шт.	I_438.3	4,04	3,75	2,63	

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.1.2	Модернизация устройств АЧР на ПС 110/35/6 кВ Кузнецкая, 1 шт.	I_438.4	4,20	3,89	2,74	
5.2.1.2	Модернизация устройств АЧР на ПС 110/35/6 кВ Оросительная, 1 шт.	I_438.5	3,90	3,62	2,54	
5.2.1.2	Модернизация устройств АЧР на ПС 110/35/6 кВ Орджоникидзевская, 1 шт.	I_438.6	3,98	3,70	2,59	
5.2.1.2	Модернизация устройств АЧР на ПС 110/10 кВ Осинниковская-Тепличная, 1 шт.	I_438.7	4,03	3,74	2,62	
5.2.1.2	Модернизация устройств АЧР на ПС 110/35/6 кВ Тырганская, 1 шт.	I_438.8	3,92	3,64	2,55	
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 35/10 кВ Силинская. Замена оборудования ячеек 35 кВ: линейные (2 шт.), 10 кВ: вводная (2 шт), секционная (1 шт.), линейная (10 шт.), (Кемеровский РЭС)	H_164	1,81	1,81	1,27	
5.2.1.2	Техническое перевооружение 110/35/10 кВ Шестаковская. Замена ОД-110 (2 шт.). Беловский РЭС	H_226	9,74	33,61	8,11	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 35/10 кВ Костенковская. Замена оборудования ячеек 10 кВ: вводная (2 шт), секционная (1 шт.) (Новокузнецкий РЭС)	H_235	0,28	0,28	0,23	
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 35/6 кВ Калмыковская. Замена оборудования ячеек 6 кВ: вводная (2 шт), секционная (1 шт.) (Новокузнецкий РЭС)	H_236	0,55	0,34	0,28	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 35/6 кВ Абагур-Атамановская. Замена оборудования ячеек 6 кВ: вводная (2 шт), секционная (1 шт.). (Новокузнецкий РЭС)	H_237	0,33	0,34	0,28	
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110/35/6 кВ Капитальная-3 с заменой масляных выключателей 6кВ на вакуумные 6 кВ (3шт.) для повышения надёжности электроснабжения шахт.	H_191	0,86	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110/6 кВ Северобайдаевская. Замена оборудования ячеек 6кВ (6шт.) для повышения надёжности электроснабжения шахт	H_238	0,75	0,76	0,63	

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК, млн. руб. (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ Бенжереп-2 с заменой МВ 110 (2 шт), КРУ 10 кВ (9 ячеек) и другого оборудования (разъединителей 110 кВ, трансформаторов тока 110 кВ, трансформаторов напряжения 110 кВ, модернизация РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, СОПТ, организация каналов связи) Внедрение НИОКР.	J_1402	0,03	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ Промышленная сельская с заменой комплектного распределительного устройства 10 кВ наружной установки (КРУН-10) – 17 ячеек и модернизацией устройств РЗА, монтажом СОПТ, заменой ТСН – 1 шт.	M_541	0,78	0,78	0,54	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Техническое перевооружение с заменой выключателей и разъединителей на ПС 35/6 кВ «Куйбышевская» г.Новокузнецк, Куйбышевский район по ул. Шибелинской, (МКП-35/630-7 шт., РНД-35-10 шт.)	K_3277	0,73	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.1.2	Модернизация ПС 110 кВ Водозабор с созданием каналов связи, модернизация систем гарантированного электропитания оборудования СДТУ, АСУТП	L_2022.14	12,27	10,20	7,13	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация ПС 110 кВ Заводская с созданием каналов связи, модернизация систем гарантированного электропитания оборудования СДТУ, АСУТП	L_2022.15	18,88	14,86	10,38	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 35 кВ Гурьевская-Горная - 1шт	L_580	1,21	1,21	0,84	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110 кВ Кузнецкая - 1шт	L_581	13,20	13,20	9,17	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 110 кВ Яшкинская - 1шт	L_582	6,14	6,14	4,26	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация СОПТ на ПС 35 кВ Юго-Западная - 1шт	L_583	7,18	7,18	4,98	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация с созданием системы телемеханики на ПС 110/35/6 кВ Беловская	J_468.1	0,60	0,36	0,30	затраты определены по факту фин-я

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.1.2	Модернизация с созданием системы телемеханики на ПС 110/35/6 кВ Кузнецкая	J_468.2	0,60	0,28	0,23	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация с созданием системы телемеханики на ПС 110/10 кВ Технониколь	J_468.5	2,06	18,13	1,72	затраты определены по плану фин-я
5.2.1.2	Модернизация с созданием системы телемеханики на ПС 110/6 кВ Очистная	J_468.6	0,60	0,11	0,10	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация с созданием системы телемеханики на ПС 110/10 кВ Спутник	J_468.7	0,60	0,22	0,19	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация ПС 110/10 кВ Технониколь с установка цифрового устройства РАС	J_474.2	6,81	7,48	5,24	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация ПС 110/6 кВ Очистная с установка цифрового устройства РАС	J_474.3	0,71	0,01	0,01	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация ПС 110/10 кВ Спутник с установка цифрового устройства РАС	J_474.4	0,71	0,01	0,01	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация ПС 110/6 кВ Широотреб с установка цифрового устройства РАС	J_474.5	0,52	0,02	0,01	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация на ПС 110 кВ Анжерская ВЛ 110 кВ Анжерская – Таежная с отпайкой на ПС Думный и ВЛ 110 кВ Анжерская – Челы с оснащением устройством АЛАР	J_471	0,35	0,35	0,24	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация ПС 110 кВ Абагурская с установкой РАС	L_474.9	0,52	0,02	0,01	затраты определены по факту фин-я
5.2.1.2	Модернизация ПС 110 кВ Осинниковская с установкой РАС	L_474.10	0,45	0,01	0,01	затраты определены по факту фин-я
5.2.2	Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение линий электропередачи, всего, в том числе:	Г			0,00	
5.2.2.1	Реконструкция линий электропередачи, всего, в том числе:	Г			0,00	

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.2.1	Реконструкция (вынос участка) ВЛ 110 кВ Крохалевская-Черниговская - 1,2 от опоры №13 до опоры №31 из границ земельного участка в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат от 05.03.2019 № 56.4200.502.19 с АО "Черниговец"	K_515	10,09	257,18	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Комплексная реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ ЮК ГРЭС-Новокузнецк-Сортировочный СВЛ ЮЭС, протяженностью 33,62 км, г. Новокузнецк	K_483	1,01	11,17	0,85	затраты определены по плану фин-я
5.2.2.1	Реконструкция (переустройство) ВЛ 6 кВ от ПС 110/6 кВ Толевая Ф-6-2-С с ТП и ВЛ 0,4 кВ в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат с МКУ "УКС" от 21.11.2022 № 56.4200.4322.22	N_624	4,78	2,84	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция (переустройство) ВЛ 6 кВ от ПС 110/35/6 кВ Беловская с ТП и ВЛ 0,4 кВ в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат с ООО "Б-24" от 19.04.2023 № 56.4200.1013.23	O_634	нд	2,86	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Ф-6-7-ЛК от КТП-801 Ф-10-2-Г ПС 110 кВ Оросительная, СНТ Октябрьский	N_622	1,68	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.2.1	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Ф-1 от КТП-224 Ф-6-26-ЖК ПС Звездная, СНТ Денисовский	N_623	1,68	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.2.1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Анжерская-Крохалевская (оп. №№318 – 317), ВЛ 35-А-36-37 Крохалевская – Березовская ЦОФ – ш. Березовская (оп. №№12 - 13), ВЛ 35-А-39-40 Крохалевская – Бирюлинская – Первомайская (оп. №№22 – 23, №№ 38 - 39) в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат от 30.12.2020 № 56.4200.3090.20 с ООО «Барзасское товарищество»	M_528	1,50	1,50	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ ЮК ГРЭС – Темирская I, II цепь в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат от 15.11.2019 № 56.4200.2907.19 с АО "Кузнецкинвестстрой"	L_522	0,00	1,05	0,00	нет в плане МЭ
5.2.2.1	Реконструкция ВЛ 35 кВ А-10, ВЛ 35 кВ Судженская - Анжерская в части установки анкерной опоры в пролете №№27-1з, замены опоры №4з для захода на ПС 35 кВ Анжерская	L_537	13,87	12,31	8,63	затраты определены по факту фин-я

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.2.1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Крохалёвская - Черниговская -1,2 от опоры №32 до опоры №36 в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат с АО "Черниговец" от 26.08.2019 № 56.4200.2394.19	L_524	4,64	1,26	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция (переустройство) ВЛ-10 кВ от ПС 110/10 кВ Иверская Ф-10-3-Б с ТП и ВЛ 0,4 кВ в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат с ГКУ «Дирекция автодорог Кузбасса» от 16.05.2023 № 56.4200.1343.23	O_647	нд	0,65	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция (переустройство) ВЛ-10 кВ от ПС 110/10 кВ 79 разъезд Ф-10-4-Ц с ТП и ВЛ 0,4 кВ в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат с ООО АПХ "Провинция" от 31.05.2023 № 56.4200.1606.23	O_638	нд	0,38	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция (переустройство) ВЛ 110 кВ отходящие от подстанции Беловская: 1) воздушная линия электропередачи напряжением 110 кВ Беловская-Новоленинская-1-2 (Белово-Ленинск) с отпайками на ПС Заречная, ПС Моховская: от ПС Беловская до ПС Новоленинская; 2) воздушная линия электропередачи напряжением 110 кВ Красный Брод-Беловская-1-2 (КББ-1-2) с отпайкой на ПС Новочертинская: от ПС Красный Брод до ПС Беловская в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат с ООО "Шахта Сибирская" от 06.07.2022 № 56.4200.2901.22	N_612	12,17	3,79	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция (переустройство) ВЛ-6 кВ от ПС 110/6 кВ Толевая Ф-6-2-С с ТП и ВЛ-0,4 кВ в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат с ООО "СК Атлант" от 13.10.2022 № 56.4200.3909.22	N_616	1,78	0,00	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция участка ВЛ-10 кВ Ф-10-5-Ч ПС 110 кВ в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат от 08.10.2021 № 56.4200.3353.21 с ООО "Чебулинское"	M_551	0,00	0,21	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция ВЛ 10 кВ Ф 10-3-М Яйского РЭС (3,9 км)	M_601	0,50	0,02	0,02	

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.2.1	Реконструкция (переустройство) ВЛ 6 кВ Калтан - Юрково ТП 9, фид. №1 ЖКО-Юрково с ТП 40 кВа, КРУН по соглашению о компенсации затрат с АО УК "Кузбассразрезуголь" от 29.04.2022 №56.4200.1508.22	N_597	0,01	0,94	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция (переустройство) ВЛ 6 кВ Волозабор - п. Зеленый луг, фид. 6-6-3Л ПС 35/6 по соглашению о компенсации затрат с АО УК "Кузбассразрезуголь" от 29.04.2022 №56.4200.1509.22	N_602	0,01	0,01	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция (переустройство) ВЛ 6 кВ Калтан - Сарбала, фид. Калтан - Сарбала - с. Верхний Калтан, Зеленый Луг, с. Сарбала с ТП 60-250 кВа, по соглашению о компенсации затрат с АО УК "Кузбассразрезуголь" от 29.04.2022 №56.4200.1502.22	N_598	0,01	0,46	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция (переустройство) ВЛ 35 кВ Киселевская-заводская - Киселевская-подрайонная, фидер К-21, К-22 от опоры №30 до опоры №7 ВЛ 35 кВ фидер Ч-1, Ч-2 в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат от 23.03.2021 № 56.4200.568.21 с ООО "Участок "Коксовый", Кемеровская область, Киселевский городской округ.	M_540	0,06	0,06	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция участка ВЛ 35 кВ А-34, А-35 в рамках исполнения мероприятий по соглашению о компенсации затрат от 30.07.2020 №56.4200.1527.20 с АО «Угольная компания «Кузбассразрезуголь»	M_533	10,33	65,83	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция (переустройство) двухцепной ВЛ 10 кВ Ф-10-32-М ПС 110/35/10 кВ «Сидоровская»- д. Макариха и ВЛ 10 кВ Ф-10-33-Т ПС 110/35/10 кВ «Сидоровская» совместным подвесом с ВЛ -35 кВ Сидоровская-Терсинская С-Т-1-Т-2 в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат от 26.03.2021 № 56.4200.624.21 с ООО "УК Сибирская"	M_548	11,16	0,01	0,00	не тарифные средства
5.2.2.1	Реконструкция ВЛ 35 кВ в рамках исполнения обязательств по соглашению о компенсации затрат от 25.08.2021 № 56.4200.2792.21 с ООО "Разрез Кийзасский"	M_571	4,37	6,65	0,00	не тарифные средства
5.2.2.2	Модернизация, техническое перевооружение линий электропередачи, всего, в том числе:	Г				

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.2.2	Техническое перевооружение двухцепной ВЛ 110 кВ Беловская - Новоленинская. Замена провода АС-120, арматуры и дефектной изоляции для повышения надежности электроснабжения шахт Костромовская, Заречная, Байкаимская, 7-е Ноября, Комсомолец, СМ Кирова, 8,9 км	N_150.1	1,02	0,07	0,06	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение ВЛ 6 кВ ф.6-1-РП-1	M_604	1,59	0,00	0,00	фин-я не было
5.2.2.2	Техническое перевооружение ВЛ 04 кВ с установкой стабилизаторов напряжения: 2023: ВЛ-0,4кВ ф. №10 от КТП-143, Ф.10-19-В, ПС Щегловская 35/10 кВ; ВЛ-0,4кВ ф.№1 от КТП-001, Ф.6-9-ПГ, ПС "Оросительная" 110/35/6 кВ. ВЛ-0,4кВ ф. №2 от ТП-Ю-4-014, Ф.10-2-К, РП-10 кВ "Кузедеевский"; 2024: ВЛ-0,4кВ ф. №2, от ТП-223 Ф.10-4-Р, ПС "3704" 110/10 кВ; ВЛ-0,4кВ ф.№1 от КТП-016, Ф.6-10-НГ, ПС "Колмогоровская" 110/6 кВ 2025: ВЛ-0,4кВ ф. №2 от ТП-038, Ф.6-29-С, ПС "Грамотеинская 1/2" 35/6 кВ; ВЛ-0,4кВ ф. №2 от ТП-Ю-Я-013, Ф.10-3-С, ПС "Яйская" 110/ 35/10 кВ; ВЛ-0,4кВ ф. №2 от ТП-Ю-2-076, Ф.10-14-А, ПС "Сосновская" 35/10 кВ; 2026: ВЛ-0,4кВ ф. №2 от ТП-Ю-2-075, Ф.6-32-П, ПС "Шахтовая" 35/6 кВ; ВЛ-0,4кВ ф. №2 от ТП-Ю-4-053, Ф.10-2-К, РП-10 кВ "Кузедеевский"; ВЛ-0,4кВ ф. №1, от ТП-154, Ф.6-18-К, ПС "Мариинская НПС" 110/6 кВ; ВЛ-0,4 кВ, Ф-2, от ТП-170. Ф.10-11-3, ПС "Листвянская " 35/10 кВ.	M_705	4,65	4,59	3,30	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение участка ВЛ 110 кВ Разъезд-54 - Юрга, ВЛ 110 кВ Разъезд-31 - Юрга, ВЛ 110 кВ Юргинская - Юрга I, II цепь с отпайкой на ПС Западная, ВЛ 35 кВ Комплексная - Арлюкская-1 в рамках исполнения мероприятий по соглашению о компенсации затрат от 28.08.2020 №56.4200.1866.20 с ФКУ «Сибуправтодор»	M_531	13,30	13,30	0,00	не тарифные средства
5.2.2.2	Реконструкция здания ЗРУ ПС 110/6кВ Распадская-4	N_609	0,79	0,02	0,02	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Реконструкция здания УКРМ ПС 110/6кВ Распадская-4	N_615	0,71	0,02	0,02	затраты определены по факту фин-я

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.2.2	Реконструкция здания ОПУ ПС 110/6кВ Распадская-4	N_611	0,75	0,02	0,02	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение распределительных сетей от ПС 35/10 кВ Шишинская Толпинского РЭС (с установкой телеуправляемых разъединителей и выключателей нагрузки (15 шт.), организацией каналов связи и др. элементов повышения наблюдаемости эл. сетей)	I_405.2	1,68	1,68	16,69	затраты определены по факту фин-я и учета затрат за 2021
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ Ф.10-3-Б от ПС 110 Иверка (2 шт.)	N_617.1	6,86	6,72	4,73	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ Ф.10-4-С от ПС 35 Симбирская (2 шт.)	N_617.2	6,85	6,72	4,74	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ Ф.10-6-ПС от ПС 35 Ижморская (2 шт.)	N_617.3	6,76	6,61	4,65	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ Ф.10-12-НС от ПС 35 Красноярская (2 шт.)	N_617.4	6,63	6,52	4,60	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ Ф.10-13-О от ПС 35 Кольонская (2 шт.)	N_617.5	6,62	6,43	4,53	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ Ф.10-3-Н от ПС 35/10 Итатская (1 шт.)	N_617.13	3,28	3,20	2,25	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ Ф.10-1-П от ПС 35/10 Новопокровской (3 шт.)	N_617.14	10,17	9,86	6,94	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ Ф.10-10-В от ПС 110/35/10 Тяжинской (2 шт.)	N_617.15	6,74	6,55	4,61	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ Ф.10-1-С от ПС 35/10 Георгиевской (1 шт.)	N_617.16	3,38	3,34	2,36	затраты определены по факту фин-я

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК, млн. руб. (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ Ф.10-11-А от ПС 110/35/10 Чебулинская (1 шт.)	N_617.17	3,41	3,37	2,38	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-6 кВ Ф.6-30-ГРП от ПС 35/6 Первомайская (2 шт.)	N_617.18	6,86	6,62	4,66	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ ф.10-1-М от ПС 35 кВ Урская (1 шт.)	N_617.20	3,26	3,17	2,23	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ ф.10-14-Б от ПС 35 кВ Урская (1 шт.)	N_617.21	3,26	3,15	2,21	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-6 кВ ф. 6-4-ГС от ПС 35 кВ Гурьевская-Горная (1 шт.)	N_617.22	3,23	3,16	2,23	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ ф.10-11-Г от ПС 35 кВ Рассвет (1 шт.)	N_617.23	3,29	3,26	2,31	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских Ф-6-1-Н от ПС "БЕЛОВСКИЙ ВОДОПРОВОД" (1 шт.)	N_617.24	3,08	3,01	2,14	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф. 10-10-МП от ПС 35 кВ Камышинская ОПЭ (1 шт.)	N_617.25	3,14	3,11	2,19	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф. 10-4-Ч от ПС 110 Егоровская (4 шт.)	N_617.26	13,22	12,79	8,99	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф. 10-6-Ш от ПС Раскатица (3 шт.)	N_617.27	10,25	9,98	7,03	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф. 10-4-П от ПС 110/10 Тосьма - тяговая (1 шт.)	N_617.28	3,23	3,09	2,16	затраты определены по факту фин-я

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф. 10-6-3 от ПС 110/35/10 Плотниковская (1 шт.)	N_617.29	3,37	3,31	2,33	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-5-К от ПС 110 кВ Калары-тяговая (1 шт.)	N_617.30	3,32	3,26	2,30	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-6-А от ПС 35 кВ Сосновская (1 шт.)	N_617.31	3,30	3,23	2,28	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-14-А от ПС Сосновская (3 шт.)	N_617.32	10,73	10,46	7,38	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-17-Л от ПС Сосновская (2 шт.)	N_617.33	6,64	6,55	4,62	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ ф.10-12-НК от ПС 35 кВ Николаевская (1 шт.)	N_617.34	3,24	3,17	2,23	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-1-П от ПС Сосновская (1 шт.)	N_617.35	3,32	3,25	2,29	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-2-К от РП Кузедеево (3 шт.)	N_617.36	9,92	10,06	7,13	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-4-III от РП Кузедеево (3 шт.)	N_617.38	9,91	9,70	6,84	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-6-Б от РП Кузедеево (1 шт.)	N_617.39	3,40	3,30	2,32	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-6-Ч от ПС 110 кВ Бенжереп-2 (1 шт.)	N_617.40	3,30	3,27	2,31	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских	N_617.41	3,43	3,36	2,37	затраты определены по факту фин-я

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
	ВЛ 6 кВ Ф-6-5-Б от ПС Безруковская (1 шт.)					
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-11-У от ПС Ерунаково-Тяговая (3 шт.)	N_617.44	10,14	9,70	6,81	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-15-П от ПС Ерунаково-Тяговая (1 шт.)	N_617.45	3,19	3,01	2,10	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-2-П от ПС Стенная (4 шт.)	N_617.46	13,71	13,18	9,26	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ-10 кВ Ф-10-1-У от ПС 35/10 Николаевская (4 шт.)	N_617.47	13,30	12,37	8,65	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-4-В от ПС Стройбаза ОПЭ (3 шт.)	N_617.48	10,00	9,38	6,56	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение с установкой реклоузеров на отпайках потребительских ВЛ 10 кВ Ф-10-7-К от ПС Стройбаза (3 шт.)	N_617.49	10,08	9,72	6,83	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение ВЛ-10 кВ Ф-10-10-К ПС 110 Чумайская Чебулинский РЭС, Чебулинского района протяженностью 6,5 км с установкой секционирующего пункта - реклоузера (2 шт)	K_3128	1,24	1,24	0,86	затраты определены по факту фин-я
5.2.2.2	Техническое перевооружение РС 6-10 кВ Ф-10-5-Б от ПС 35/10 кВ Михайловская Прокопьевского района Трудармейского РЭС с заменой неизолированного провода на СИП, 1,2 км	I_424	3,73	5,07	0,00	замечаний нет
5.2.3	Развитие и модернизация учета электрической энергии (мощности), всего, в том числе:	Г			0,00	
5.2.3.1	«Установка приборов учета, класс напряжения 0,22 (0,4) кВ, всего, в том числе:»	Г			0,00	

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.3.1	Модернизация систем учета электроэнергии во исполнение требований ФЗ №522 (истечение МПИ, срока эксплуатации), 1710 шт.	N_57.12	0,00	1,33	0,00	нет в плане МЭ
5.2.3.1	Модернизация систем учета электроэнергии во исполнение требований ФЗ №522 (выход из строя), 2 770 шт.	J_57.6	2,75	2,82	1,94	затраты определены по факту фин-я
5.2.3.1	Модернизация систем коммерческого учета розничного рынка электроэнергии (0,4 кВ и ниже), 10 273 точек учета	K_57.7	18,27	18,27	15,23	
5.2.3.1	Модернизация систем учета электроэнергии во исполнение требований ФЗ №522 (выход из строя), 750 шт.	N_57.13	20,78	22,63	0,81	затраты определены по факту фин-я
5.2.4	Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение прочих объектов основных средств, всего, в том числе:	Г			0,00	
5.2.4.1	Реконструкция прочих объектов основных средств, всего, в том числе:	Г			0,00	
5.2.4.1	Реконструкция здания ОПУ/ЗРУ-10кВ ПС Рудничная 110/35/10 кВ, усиление несущих конструкций	H_257	0,00	0,02	0,00	нет в плане МЭ
5.2.4.1	Реконструкция здания ОПУ/ЗРУ-6кВ ПС Северная 35/6 кВ, усиление несущих конструкций	H_258	0,00	0,03	0,00	нет в плане МЭ
5.2.4.1	Реконструкция периметрального, верхнего дополнительного ограждения, периметрально-объектового освещения на ПС Прокопьевская 110/35/6 кВ	K_516	8,55	7,76	5,43	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция периметрального, верхнего дополнительного ограждения, периметрально-объектового освещения на территории административного здания ПО ЦЭС	K_517	1,30	1,25	0,87	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция периметрального, верхнего и нижнего дополнительного ограждения, периметрально-объектового освещения на ПС Восточная 110/10 кВ Городской РЭС	K_475	9,95	2,02	1,44	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция ПС «Анжерская-110/35/6 кВ» с установкой нижнего дополнительного ограждения и охранного освещения, Яйский РЭС	K_499	2,12	0,02	0,01	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция ПС Кондомская 110/35/6 кВ с установкой нижнего дополнительного	K_507	3,40	0,03	0,02	затраты определены по факту фин-я

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
	ограждения и охранного освещения, Кондомский РЭС					
5.2.4.1	Реконструкция ПС Юргинская 110/35/6 кВ с установкой нижнего дополнительного ограждения и охранного освещения, Юргинский РЭС	K_509	2,49	0,02	0,00	замечаний нет
5.2.4.1	Реконструкция зданий АБК ПО ЮЭС с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Кузнецкий РЭС, г. Новокузнецк, пр. Строителей, 43	K_494.1	2,45	2,29	1,61	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция здания АБК ПО ЦЭС с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Инской РЭС, п.г.т. Инской, ул. Фасадная, д. 35	K_494.3	0,90	0,77	0,54	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция здания Орджоникидзевого мастерского участка с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Кузнецкий РЭС, г. Новокузнецк, ул. Эстакадная, д. 19а	K_494.4	1,03	0,94	0,66	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция здания ПС 110/6 кВ Ширпотреб, ЗРУ, АБК, здания мастерского участка с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Кузнецкий РЭС, г. Новокузнецк	K_494.5	0,32	3,38	0,27	затраты определены по плану фин-я
5.2.4.1	Реконструкция здания ПС 110/10 кВ РМК с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Кузнецкий РЭС, г. Новокузнецк, ул. Еланская, д. 11	K_494.6	0,52	0,47	0,33	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция здания ПС 110/10 кВ Коммунальная с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Прокопьевский РЭС, ул. Гайдара	K_494.7	0,62	0,55	0,39	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция здания ПС 110/35/6 кВ Красный Брод с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Прокопьевский РЭС, п.г.т. Краснобродский	K_494.8	0,81	0,71	0,50	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция здания ПС 35/10 кВ Транзитная с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Городской РЭС, г. Кемерово, ул. Красноармейская	K_494.9	1,41	1,24	0,87	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция здания ПС 110/35/10 кВ Южная с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Городской РЭС, г. Кемерово, п. РТС, ул. Муромцева	K_494.10	1,06	0,32	0,22	затраты определены по факту фин-я

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.4.1	Реконструкция здания ПС 35/10 кВ Береговая с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Городской РЭС, п. Береговой	K_494.11	0,04	0,03	0,02	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция здания ПС 35/10 кВ Силинская с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Городской РЭС, п. Силино	K_494.12	0,04	0,03	0,02	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция здания ПС 35/10 кВ Осиновская с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Городской РЭС, п. Осиновка	K_494.13	0,04	0,03	0,02	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция здания ПС 110/10 кВ Восточная с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Городской РЭС, г. Кемерово, пр. Комсомольский	K_494.14	0,04	0,03	0,03	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция здания ПС 110/6 кВ Мозжухинская с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Городской РЭС, п. Мозжухинский	K_494.15	0,04	0,03	0,02	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.1	Реконструкция здания ПС 35/10 кВ Щегловская с восстановлением охранно-пожарной сигнализации, Городской РЭС, п. Щегловский	K_494.16	0,04	0,03	0,02	затраты определены по факту фин-я
5.2.4.2	Модернизация, техническое перевооружение прочих объектов основных средств, всего, в том числе:	Г			0,00	
5.2.4.2	Модернизация оперативного ПТК для обеспечения диспетчерского, технологического и ситуационного управления в части филиала "Кузбассэнерго- региональные электрические сети"	I_414	51,33	50,01	0,00	замечаний нет
5.2.4.2	Модернизация ВОЛС ПС 110/35/6 кВ Ново-Анжерская-Анжерская	F_55	нд	0,02	0,00	нет в плане МЭ

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.2.4.2	Модернизация с созданием каналов связи (Промышленновского РЭС, Мысковского РЭС, Яйского РЭС, Ижморского РЭС, Осинниковского РЭС) для централизации функций ОТ и СУ (оперативно-технологического и ситуационного управления) с оснащением оперативного персонала филиала цифровой радиосвязью 22 РЭС (Кемеровский РЭС, Чебулинский РЭС, Тяжинский РЭС, Юргинский РЭС, Яшкинский РЭС, Топкинский РЭС, Тисульский РЭС, Мариинский РЭС, Ижморский РЭС, Яйский РЭС, Ленинский РЭС, Гурьевский РЭС, Трудамейский РЭС, Панфиловский РЭС, Беловский РЭС, Инской РЭС, Промышленновский РЭС, Прокопьевский РЭС, Новокузнецкий РЭС, Мысковский РЭС, Осинниковский РЭС, Кондомский РЭС)	J_1044	43,53	81,36	36,27	затраты определены по плану фин-я
5.2.4.2	Модернизация с созданием диспетчерского пункта для централизации функций ОТиСУ (оперативно-технологического и ситуационного управления)	J_1045	5,88	0,03	0,03	затраты определены по факту фин-я
5.6	Прочие инвестиционные проекты, всего, в том числе:	Г			0,00	
5.6	Приобретение ТС в количестве 19 шт.: Автомобиль фургон на шасси типа "ГАЗ" с двухрядной кабиной – 12 шт. Автогидроподъемник АГП-22Т на шасси типа "ГАЗ" – 7 шт.	M_542	71,49	71,49	49,64	затраты определены по факту фин-я
5.6	Покупка и монтаж электрозаправочных станций для электромобилей, 9 шт.	O_558	нд	41,38	0,00	нет в плане МЭ
5.6	Работы по проектированию создания ERP системы в части бизнес-процессов финансово-хозяйственной деятельности в части филиала "Кузбассэнерго-региональные электрические сети"	N_1425	24,33	15,37	10,69	затраты определены по факту фин-я
5.6	Приобретение РИСЭ, 0,4 кВт - 19 шт.	M_707	2,34	2,13	1,48	затраты определены по факту фин-я
5.6	Модернизация системы автоматического пожаротушения в помещении серверной здания АУ, г. Кемерово, ул. Н Островского, 11	M_706	0,33	0,00	0,00	фин-я не было

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.6	Приобретение оборудования и приборов для комплектования защитных сооружений гражданской обороны, 7 шт.	M_2081	1,46	1,36	0,95	затраты определены по факту фин-я
5.6	Покупка систем учета розничного рынка электроэнергии (0,4 кВ и ниже) в результате расторжения энергосервисного договора, 5090 шт	M_57.11	41,52	25,96	21,63	затраты определены по факту фин-я
5.6	Создание системы АРМ диспетчеров как значимых объектов КИИ на базе отечественных решений в части филиала "Кузбассэнерго- региональные электрические сети"	N_1422	14,14	14,12	0,00	замечаний нет
5.6	НИОКР Определение санкционной устойчивости отечественных решений в области микропроцессорных устройств РЗА с функциями КП 6-35 кВ, разработка технических требований к микропроцессорным устройствам РЗА с функциями КП, реализованным на отечественной ЭКБ	N_1049	26,12	26,18	18,19	затраты определены по факту фин-я
5.6	Покупка планшетных компьютеров для бригад, выполняющих работы в электроустановках по электронному наряду-допуску в части филиала "Кузбассэнерго- региональные электрические сети" - 48 шт	N_1423	5,11	5,02	0,00	замечаний нет
5.6	Создание системы автоматизации учета документов архивного фонда в части филиала "Кузбассэнерго- региональные электрические сети"	N_1424	1,78	0,00	0,00	фин-я не было

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
5.6	Приобретение ТС в количестве 81 шт.: Прицеп-платформа ЧМЗАП - 1 шт. Бурильно-крановая машина типа "БКМ-317" - 1 шт. Автомастерская на шасси типа "ГАЗ" - 10 шт. Автомобиль фургон на шасси типа "ГАЗ" с двухрядной кабиной - 47 шт. Прицеп тент - 6 шт. Погрузчик универсальный - 1 шт. Погрузчик-экскаватор - 2 шт. Автогидроподъемник АГП-29 шасси типа "Камаз" - 1 шт. Прицеп-ропуск ПРЛ - 2 шт. Автомобиль бригадный пикап типа "УАЗ" - 1 шт. Автокран-манипулятор на шасси типа "Камаз" - 2 шт. Снегоход с удлиненной базой - 6 шт. Автомобиль грузовой бортовой на шасси типа "Камаз" - 1 шт.	M_701	89,46	78,90	54,80	затраты определены по факту фин-я
5.6	Построение комплексной системы информационной безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры и систем персональных данных в части филиала "Кузбассэнерго-региональные электрические сети"	M_1046.1	16,69	18,51	0,00	замечаний нет
5.6	Приобретение оборудования и техники для организации рабочих мест 24 шт.	M_708	1,45	1,45	1,01	затраты определены по факту фин-я
5.6	Строительство здания складского помещения Центральной базы с монтажом БМЗ по адресу: г. Кемерово, Заводский район, н.п. Комиссарово, ул. Центральная	J_115	1,49	1,29	1,08	затраты определены по факту фин-я
5.6	Создание системы виртуализации серверов на базе отечественных решений в части филиала "Кузбассэнерго- региональные электрические сети"	N_1421	43,69	46,18	0,00	замечаний нет
5.6	НИОКР Разработка корпоративных типовых решений по организации систем автоматизации объектов электросетевого комплекса напряжением 6–35 кВ и типовых высокоавтоматизированных 110-220 кВ, выполняемых по архитектурам построения подстанций II и III типов с использованием протоколов стандарта МЭК 61850	N_1048	18,85	19,01	13,22	затраты определены по факту фин-я
5.6	НИОКР. Создание автоматизированной системы прогнозирования и предотвращения злонамеренных и	L_1444	3,16	5,26	0,00	замечаний нет

Номер группы инвестиционных проектов	Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Идентификатор инвестиционного проекта	Финансирование капитальных вложений 2023 года, млн. руб. (с НДС)		Объем финансирования по мнению экспертов РЭК млн. руб (без НДС)	Замечания экспертов РЭК
			План Минэнерго	Факт предприятия		
1	2	3	4	5	6	7
	ошибочных воздействий на объекты критической информационной инфраструктуры со стороны привилегированных пользователей автоматизированных систем технологического управления					
5.6	Создание информационной системы планирования, бюджетного контроля и контроля за исполнением ИПР в части филиала "Кузбассэнерго- региональные электрические сети"	L_1409	5,83	0,17	0,14	затраты определены по факту фин-я
5.6	Создание системы подписания документов КИС с использованием ЭЦП в части филиала "Кузбассэнерго- региональные электрические сети"	L_1410	0,96	0,52	0,00	замечаний нет
5.6	Проектирование модернизации систем видеонаблюдения диспетчерского пункта с созданием диспетчерского пункта (САЦ) на Островского, 11 с установкой ЖК-панелей.	L_2022.5	2,70	2,34	1,63	затраты определены по факту фин-я

Расходы предыдущих периодов (Убытки прошлых лет (СКЭК, судебное решение по делу За-358/2023))

Предложение СТСО составило 152 888,90 тыс. руб.

В обоснование представлены следующие обосновывающие документы (путь: Доп материалы 1.4_01_730 от 07.11.2024 (вх 7647 от 13.11.2024) 9. ВД п.7 Основ УПЛ 2024+) (таблица 34):

Таблица 34

Реестр обосновывающих материалов

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2024 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
4	"Убытки прошлых лет"	Договор	ОАО "СКЭК"	Договор оказания услуг по передаче	№ 14P18.4200.559. 15 от 25.02.2015	автопродлонгация	-152 888,90

№ п/ п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирован ия тарифов на 2024 г.	основание (обосновывающ ий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контраг ент	Предмет договора (наименован ие работ, услуг для счета - фактуры, расчета	Дата, №	Срок действия	Сумма по докумен ту (без НДС)
				электрическ ой энергии			
5	"Убытки прошлых лет"	Решение Кемеровского областного суда	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	Дело № 3а- 358/2023	07.11.2023	
6	"Убытки прошлых лет"	Апелляционное определение	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	Дело № 66а- 261/2024	28.02.2024	
7	"Убытки прошлых лет"	Постановление РЭК Кузбасса	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№ 79 от 27.04.2024	27.04.2024	
8	"Убытки прошлых лет"	Счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/000745 от 31.01.2022	31.01.2022	20 899,34
9	"Убытки прошлых лет"	Акт	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7800660273 от 31.01.2022		
10	"Убытки прошлых лет"	Корректировочн ый счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/003811 от 02.05.2024	02.05.2024	-12 981,75
11	"Убытки прошлых лет"	Акт о внесении изменений	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7600020688 от 02.05.2024		
12	"Убытки прошлых лет"	Счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/001279 от 28.02.2022	28.02.2022	18 556,54
13	"Убытки прошлых лет"	Акт	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7800663574 от 28.02.2022		
14	"Убытки прошлых лет"	Корректировочн ый счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/003848 от 02.05.2024	02.05.2024	-11 526,50
15	"Убытки прошлых лет"	Акт о внесении изменений	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7600020693 от 02.05.2024		
16	"Убытки прошлых лет"	Счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/002169 от 31.03.2022	31.03.2022	19 628,02
17	"Убытки прошлых лет"	Акт	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче	№7800668648 от 31.03.2022		

№ п/ п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирован ия тарифов на 2024 г.	основание (обосновывающ ий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контраг нт	Предмет договора (наименован ие работ, услуг для счета - фактуры, расчета	Дата, №	Срок действия	Сумма по докумен ту (без НДС)
				электрическ ой энергии			
18	"Убытки прошлых лет"	Корректировочн ый счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/003849 от 02.05.2024	02.05.2024	-12 192,06
19	"Убытки прошлых лет"	Акт о внесении изменений	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7600020698 от 02.05.2024		
20	"Убытки прошлых лет"	Счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/003062 от 30.04.2022	30.04.2022	17 628,90
21	"Убытки прошлых лет"	Акт	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7800672778 от 30.04.2022		
22	"Убытки прошлых лет"	Корректировочн ый счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/003850 от 02.05.2024	02.05.2024	-10 950,29
23	"Убытки прошлых лет"	Акт о внесении изменений	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7600020703 от 02.05.2024		
24	"Убытки прошлых лет"	Счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/004155 от 31.05.2022	31.05.2022	16 532,01
25	"Убытки прошлых лет"	Акт	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7800677302 от 31.05.2022		
26	"Убытки прошлых лет"	Корректировочн ый счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/003854 от 02.05.2024	02.05.2024	-10 268,95
27	"Убытки прошлых лет"	Акт о внесении изменений	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7600020707 от 02.05.2024		
28	"Убытки прошлых лет"	Счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/005218 от 30.06.2022	30.06.2022	14 973,02
29	"Убытки прошлых лет"	Акт	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7800681186 от 30.06.2022		
30	"Убытки прошлых лет"	Корректировочн ый счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/003855 от 02.05.2024	02.05.2024	-9 300,58

№ п/ п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирован ия тарифов на 2024 г.	основание (обосновывающ ий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контраг ент	Предмет договора (наименован ие работ, услуг для счета - фактуры, расчета	Дата, №	Срок действия	Сумма по докумен ту (без НДС)
31	"Убытки прошлых лет"	Акт о внесении изменений	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7600020708 от 02.05.2024		
32	"Убытки прошлых лет"	Счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/005825 от 31.07.2022	31.07.2022	19 673,43
33	"Убытки прошлых лет"	Акт	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7800685127 от 31.07.2022		
34	"Убытки прошлых лет"	Корректировочн ый счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/003866 от 02.05.2024	02.05.2024	-12 220,14
35	"Убытки прошлых лет"	Акт о внесении изменений	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7600020709 от 02.05.2024		
36	"Убытки прошлых лет"	Счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/006782 от 31.08.2022	31.08.2022	20 303,15
37	"Убытки прошлых лет"	Акт	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7800689480 от 31.08.2022		
38	"Убытки прошлых лет"	Корректировочн ый счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/003869 от 02.05.2024	02.05.2024	-12 611,30
39	"Убытки прошлых лет"	Акт о внесении изменений	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7600020710 от 02.05.2024		
40	"Убытки прошлых лет"	Счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/007493 от 30.09.2022	30.09.2022	21 379,42
41	"Убытки прошлых лет"	Акт	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7800684711 от 30.09.2022		
42	"Убытки прошлых лет"	Корректировочн ый счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№5/003872 от 02.05.2024	02.05.2024	-13 279,81
43	"Убытки прошлых лет"	Акт о внесении изменений	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрическ ой энергии	№7600020711 от 02.05.2024		

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2024 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
44	"Убытки прошлых лет"	Счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрической энергии	№5/008270 от 31.10.2022	31.10.2022	23 469,48
45	"Убытки прошлых лет"	Акт	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрической энергии	№7800699631 от 31.10.2022		
46	"Убытки прошлых лет"	Корректировочный счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрической энергии	№5/003874 от 02.05.2024	02.05.2024	-14 578,06
47	"Убытки прошлых лет"	Акт о внесении изменений	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрической энергии	№7600020712 от 02.05.2024		
48	"Убытки прошлых лет"	Счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрической энергии	№5/009189 от 30.11.2022	30.11.2022	24 984,11
49	"Убытки прошлых лет"	Акт	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрической энергии	№7800704048 от 30.11.2022		
50	"Убытки прошлых лет"	Корректировочный счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрической энергии	№5/003875 от 02.05.2024	02.05.2024	-15 518,87
51	"Убытки прошлых лет"	Акт о внесении изменений	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрической энергии	№7600020713 от 02.05.2024		
52	"Убытки прошлых лет"	Счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрической энергии	№5/009625 от 31.12.2022	31.12.2022	28 110,12
53	"Убытки прошлых лет"	Акт	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрической энергии	№7800708432 от 31.12.2022		
54	"Убытки прошлых лет"	Корректировочный счет - фактура	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрической энергии	№5/003876 от 02.05.2024	02.05.2024	-17 460,59
55	"Убытки прошлых лет"	Акт о внесении изменений	ОАО "СКЭК"	Услуги по передаче электрической энергии	№7600020714 от 02.05.2024		

С учетом вышеизложенного, в необходимой валовой выручке на 2025 год учтены расходы «Убытки прошлых лет (СКЭК, судебное решение по делу За-358/2023» в размере 152 888,90 тыс. руб.

Расходы предыдущих периодов (Убытки прошлых лет (Кузбассэнергосеть, судебное решение, дело За-201/2023)

Предложение СТСО составило 13 733,26 тыс. руб.

В обоснование представлены следующие обосновывающие документы (путь: 14-01-275 от 24.04.2024, 1.4-01-280 (вх 3017 от 26.04.2024, вх 3018 от 26.04.2024)\TZ_2025\9. УИИ+\117-168 ООО КЭС) (таблица 35):

Таблица 35

Реестр обосновывающих материалов

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2025 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
1	Убытки прошлых лет	Договор	ООО «Кузбассэнергосеть»	Договор оказания услуг по передаче электрической энергии	№ 18.4200.237.22 от 02.02.2022	автопродлонгация	
117.1	Убытки прошлых лет	Итого убыток	ООО «Кузбассэнергосеть»	Услуги по передаче электрической энергии			13 733,26
2	Убытки прошлых лет	Решение Кемеровского областного суда	ООО «Кузбассэнергосеть»	Услуги по передаче электрической энергии	Дело № За-201/2023	31.03.2023	
3	Убытки прошлых лет	Апелляционное определение	ООО «Кузбассэнергосеть»		Дело № 66а-1054/2023	12.07.2023	
4	Убытки прошлых лет	Постановление РЭК Кузбасса	ООО «Кузбассэнергосеть»		№ 102 от 31.08.2023	31.08.2023	
5	Убытки прошлых лет	Счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосеть»		№5/000691 от 31.01.2022	31.01.2022	7 286,03
6	Убытки прошлых лет	Акт	ООО «Кузбассэнергосеть»		№780065987 9 от 31.01.2022		
7	Убытки прошлых лет	Корректировочный счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосеть»		№5/006341 от 01.09.2023	01.09.2023	1 098,20
8	Убытки прошлых лет	Акт о внесении изменений	ООО «Кузбассэнергосеть»		№760001936 2 от 01.09.2023		

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирован ия тарифов на 2025 г.	основание (обосновывающ ий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименовани е работ, услуг для счета - фактуры, расчета	Дата, №	Срок действия	Сумма по документ у (без НДС)
9	Убытки прошлых лет	Счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/001267 от 28.02.2022	28.02.2022	7 172,43
10	Убытки прошлых лет	Акт	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№780066346 8 от 28.02.2022		
11	Убытки прошлых лет	Корректировочн ый счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/006368 от 01.09.2023	01.09.2023	1 081,08
12	Убытки прошлых лет	Акт о внесении изменений	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№760001736 3 от 01.09.2023		
13	Убытки прошлых лет	Счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/001961 от 31.03.2022	31.03.2022	7 236,52
14	Убытки прошлых лет	Акт	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№780066752 7 от 31.03.2022		
15	Убытки прошлых лет	Корректировочн ый счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/006368 от 01.09.2023	01.09.2023	1 090,74
16	Убытки прошлых лет	Акт о внесении изменений	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№760001936 4 от 01.09.2023		
17	Убытки прошлых лет	Счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/002957 от 30.04.2022	30.04.2022	7 204,62
18	Убытки прошлых лет	Акт	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№780067221 4 от 30.04.2022		
19	Убытки прошлых лет	Корректировочн ый счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/006398 от 01.09.2023	01.09.2023	1 085,93
20	Убытки прошлых лет	Акт о внесении изменений	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№760001936 5 от 01.09.2023		
21	Убытки прошлых лет	Счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/003970 от 31.05.2022	31.05.2022	7 120,03
22	Убытки прошлых лет	Акт	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№780067664 3 от 31.05.2022		

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирован ия тарифов на 2025 г.	основание (обосновывающ ий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименовани е работ, услуг для счета - фактуры, расчета	Дата, №	Срок действия	Сумма по документ у (без НДС)
23	Убытки прошлых лет	Корректировочн ый счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/006399 от 01.09.2023	01.09.2023	1 073,18
24	Убытки прошлых лет	Акт о внесении изменений	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№760001936 6 от 01.09.2023		
25	Убытки прошлых лет	Счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/005057 от 30.06.2022	30.06.2022	7 112,28
26	Убытки прошлых лет	Акт	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№780068083 1 от 30.06.2022		
27	Убытки прошлых лет	Корректировочн ый счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/006404 от 01.09.2023	01.09.2023	1 072,01
28	Убытки прошлых лет	Акт о внесении изменений	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№760001936 7 от 01.09.2023		
29	Убытки прошлых лет	Счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/005740 от 31.07.2022	31.07.2022	7 450,70
30	Убытки прошлых лет	Акт	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№780068454 7 от 31.07.2022		
31	Убытки прошлых лет	Корректировочн ый счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/006407 от 01.09.2023	01.09.2023	1 204,64
32	Убытки прошлых лет	Акт о внесении изменений	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№760001936 8 от 01.09.2023		
33	Убытки прошлых лет	Счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/006493 от 31.08.2022	31.08.2022	7 566,78
34	Убытки прошлых лет	Акт	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№780068853 6 от 31.08.2022		
35	Убытки прошлых лет	Корректировочн ый счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/006414 от 01.09.2023	01.09.2023	1 223,40
36	Убытки прошлых лет	Акт о внесении изменений	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№760001936 9 от 01.09.2023		

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2025 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет - фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
37	Убытки прошлых лет	Счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/007318 от 30.09.2022	30.09.2022	7 484,45
38	Убытки прошлых лет	Акт	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№780069402 7 от 30.09.2022		
39	Убытки прошлых лет	Корректировочный счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/006419 от 01.09.2023	01.09.2023	1 210,09
40	Убытки прошлых лет	Акт о внесении изменений	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№760001937 0 от 01.09.2023		
41	Убытки прошлых лет	Счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/008082 от 31.10.2022	31.10.2022	7 484,08
42	Убытки прошлых лет	Акт	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№780069848 7 от 31.10.2022		
43	Убытки прошлых лет	Корректировочный счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/006421 от 01.09.2023	01.09.2023	1 210,03
44	Убытки прошлых лет	Акт о внесении изменений	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№760001937 1 от 01.09.2023		
45	Убытки прошлых лет	Счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/009085 от 30.11.2022	30.11.2022	7 380,99
46	Убытки прошлых лет	Акт	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№780070332 8 от 30.11.2022		
47	Убытки прошлых лет	Корректировочный счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/006422 от 01.09.2023	01.09.2023	1 193,37
48	Убытки прошлых лет	Акт о внесении изменений	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№760001937 2 от 01.09.2023		
49	Убытки прошлых лет	Счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№5/009608 от 31.12.2022	31.12.2022	7 363,74
50	Убытки прошлых лет	Акт	ООО «Кузбассэнергосет ь»		№780070818 4 от 31.12.2022		

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2025 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
51	Убытки прошлых лет	Корректировочный счет - фактура	ООО «Кузбассэнергосеть»		№5/006423 от 01.09.2023	01.09.2023	1 190,58
52	Убытки прошлых лет	Акт о внесении изменений	ООО «Кузбассэнергосеть»		№760001937 3 от 01.09.2023		

С учетом вышеизложенного, в необходимой валовой выручке на 2025 год учтены расходы «Убытки прошлых лет (Кузбассэнергосеть, судебное решение, дело 3а-201/2023» в размере 13 648,56 тыс. руб.

Расходы предыдущих периодов (% по заемным средствам, в части БАМ 2)

Предложение СТСО составило 9 352 тыс. руб.

В обоснование представлены следующие обосновывающие документы (путь: 14-01-275 от 24.04.2024, 1.4-01-280 (вх 3017 от 26.04.2024, вх 3018 от 26.04.2024)\TZ_2025\2.6.5.-2.6.7. , 2.7.5.3-2.7.5.4. % расходы по кредитам+\2.6.5. %ТП ОАО РЖД (БАМ-2)) (таблица 35):

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
1	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	ИТОГО 2025 год	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"			2025	143 020
2	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Пояснительная записка	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"			2025	143 020
2.1	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на	Пояснительная записка, скан	Филиал ПАО "Россети Сибирь" -			2025	143 020

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
	инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))		"Кузбассэнерго-РЭС"				
3	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Расчет затрат на 2025 год	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"			2025	143 020
3.1	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Расчет затрат на 2025 год, скан	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"			2025	143 020
4	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Кредитное соглашение 76КЛ-0013-2022 от 27.04.2022 ВБРР_БАМ-2	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-2	от 27.04.2022 76КЛ-0013-2022	29.05.2026	
4.1	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	ДС№ 1 от 19.09.2023 к Кредитному соглашению 76КЛ-0013-2022 от 27.04.2022 ВБРР_БАМ-2	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-2	от 19.09.2023 ДС№ 1	29.05.2026	
4.2	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Справка ВБРР № 231 от 19.01.2024	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-2	от 19.01.2024 № 231		
5	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Выписка ЦКК № 61 от 30.09.2021г ВБРР 76КЛ-0013-2022	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-2	от 30.09.2021г № 61		

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет - фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
6	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Выписка из Протокола Правления № 593 от 22.04.2022 ВБРР 76КЛ-00132022	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-2	от 22.04.2022 № 593		
7	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Протокол подведения итогов 76КЛ-0013-2022_ВБРР	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-2	от 21.12.2021 № 21-5016/321107 39376/		
8	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Генеральное Соглашение по заключению КС 3422-031-ГС от 29.04.2022_Газпромбанк_БАМ КуЭ	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-2	от 29.04.2022 № КС 3422-031-ГС		
8.1	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Справка ГПБ № 034.71-3-32-24 от 15.01.2024	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-2	от 15.01.2024 № 034.71-3-32-24		
8.1.1	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Справка ГПБ № 034.71-3-32-24 от 15.01.2024_приложение	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-2	от 15.01.2024 № 034.71-3-32-24		
9	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Выписка ЦКК № 59 от 29.09.2021г ГПБ_3422-031-ГС	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-3	от 29.09.2021г № 59		

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
10	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Выписка из Протокола Правления № 593 от 22.04.2022 ГПБ_3422-031-ГС	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-4	от 22.04.2022 № 593		
11	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Протокол подведения итогов 3422-031-ГС_ГПБ	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-2			
12	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Привлечение кредита. Выписка по счету 40702810800000091786 от 30012023 с платежными поручениями	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-3	30.01.2023		
12.1	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Транш 1 от 30.01.2023 дог. 3422-031-ГС сумма 67 811 303,34 руб. БАМ КуЭ	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-4	30.01.2023		
13	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Использование кредита_СБ_Выписка за 2023.01.30 счёт 40702810231000012417	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-5	30.01.2023		
14	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Реестр заявок на оплату_кредит_БАМ 30.01.2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-6	30.01.2023		

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
15	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Привлеч.кред. 40702810800000091786_150 22023_зачисление 2,4 млн	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-7	15.02.2023		
15.1	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Транш 2 от 15.02.2023 дог. 3422-031-ГС сумма 2 413 821,00 руб. БАМ КуЭ	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-8	15.02.2023		
16	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Использование кредита_СБ_Выписка за 2023.02.15 по счету 40702810231000012417 с платежными поручениями_использование 2,4 млн	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-9	15.02.2023		
17	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Реестр заявок на оплату_кредит_БАМ 15.02.2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-10	15.02.2023		
18	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Привлечение кредита_Выписка по счету 407028106011300000076 от 29.05.2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-11	29.05.2023		
18.1	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Транш 2 от 29.05.2029 дог. 76КЛ-0013-2022 сумма 2 812 740,00 руб_БАМ КуЭ	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-12	29.05.2023		

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действ ия	Сумма по докуме нту (без НДС)
19	Процентные расходы по кредитам», привлеченн ым на инвестицио нную деятельност ь (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Использование кредита_СБ_Выписка за 2023.05.29 счёт 40702810231000012417 с платежными поручениями	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэн ерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификацииБа йкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ- 13	29.05.2023		
20	Процентные расходы по кредитам», привлеченн ым на инвестицио нную деятельност ь (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Реестр заявок на оплату_кредит_БАМ 29.05.2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэн ерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификацииБа йкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ- 14	29.05.2023		
21	Процентные расходы по кредитам», привлеченн ым на инвестицио нную деятельност ь (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	ГПБ_Уведомленис об изменении % ставки по действующему траншу с 26.06.23 3419- 017-КЛ, 3422-045-ГС, 3422-046-ГС, 3422- 031-ГС_до 9,2%	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэн ерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификацииБа йкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ- 15	26.06.2023		
22	Процентные расходы по кредитам», привлеченн ым на инвестицио нную деятельност ь (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	ГПБ_Увед. об изменение % ставки по действующим траншам фикс с 01.08.2023_10,15%	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэн ерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификацииБа йкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ- 16	01.08.2023		
23	Процентные расходы по кредитам», привлеченн ым на инвестицио нную деятельност ь (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.429_КуЭ Справки о начисленных процентах_январь 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэн ерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификацииБа йкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ- 17			
24	Процентные расходы по кредитам», привлеченн ым на инвестицио нную деятельност ь (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.429_КуЭ Справки о начисленных процентах_февраль 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэн ерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификацииБа йкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ- 18			

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
25	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.429_КуЭ Справки о начисленных процентах_март 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-19			
26	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.429_КуЭ Справки о начисленных процентах_апрель 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-20			
27	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.429_КуЭ Справки о начисленных процентах_май 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-21			
28	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.429_КуЭ Справки о начисленных процентах_июнь 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-22			
29	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.429_КуЭ Справки о начисленных процентах_июль 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-23			
30	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.429_КуЭ Справки о начисленных процентах_август 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-24			

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
31	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.429_КуЭ Справки о начисленных процентах_сентябрь 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-25			
32	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.429_КуЭ Справки о начисленных процентах_октябрь 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-26			
33	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.429_КуЭ Справки о начисленных процентах_ноябрь 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-27			
34	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.429_КуЭ Справки о начисленных процентах_декабрь 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-28			
35	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч.40702810601130000076-310123_100 610,35 (п/п 48865/1)	ВБРР	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-29	31.01.2023, п/п 48865/1		101
36	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч.40702810800000091786_31012023_17 185,06 (п/п 287189)	Газпромбанк	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-30	31.01.2023, п/п 287189		17
37	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч._40702810601130000076_28.02.2023_90 873,86 (п/п 69020/1)	ВБРР	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-31	28.02.2023, п/п 69020/1		91

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
38	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч.40702810800000091786_28022023_437 578,79 (п/п 185775 на сумму 429 629,41 руб., п/п 185787 на сумму 7952,38 руб.)	Газпромбанк	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-32	28.02.2023, п/п 185775 на сумму 429 629,41 руб., п/п 185787 на сумму 7952,38 руб.		438
39	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч. 40702810601130000076_31.03.2023_10 0 610,35 (п/п 48437/1 от 31.03.2023)	ВБРР	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-33	31.03.2023, п/п 48437/1		101
40	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч.40702810800000091786_28032023_496 474,62 (п/п 353483 - 481181,58, 353484 - 15293,04)	Газпромбанк	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-34	28.03.2023, п/п 353483 - 481181,58 руб., 353484 - 15293,04 руб.		496
41	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч.40702810601130000076_28.04.2023_97 364,86 (п/п 48466/1)	ВБРР	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-35	28.04.2023, п/п 48466/1		97
42	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч.40702810800000091786_28042023_551 700,12 (п/п 195409 - 532736,74, 195410 - 18963,38)	Газпромбанк	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-36	28.04.2023, п/п 195409 - 532736,74 руб., 195410 - 18963,38 руб.		552
43	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч.40702810601130000076_31.05.2023_102 043,69 (п/п 36400/1 - 100610,35 руб., 36401/1 - 1433,34 руб.)	ВБРР	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-37	31.05.2023, п/п 36400/1 - 100610,35 руб., 36401/1 - 1433,34 руб.		102
44	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч.40702810800000091786_29052023_533 903,34 (п/п 272340 - 515551,69, 272341 - 18351,65)	Газпромбанк	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-38	29.05.2023, п/п 272340 - 515551,69, 272341 - 18351,65 руб.)		534
45	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч.40702810601130000076_30.06.2023_118 864,98 (п/п 335760/1 - 97364,86, 335761/1 - 21500,12)	ВБРР	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-39	30.06.2023, п/п 335760/1 - 97364,86, 335761/1 - 21500,12		119

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
46	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч.40702810800000091786_28062023_551 700,12 (п/п 774880 - 532736,74, 774881 - 18963,38)	Газпромбанк	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-40	28.06.2023, (п/п 774880 - 532736,74 руб., 774881 - 18963,38		552
47	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч.40702810601130000076_31.07.2023_125 809,42 (п/п 48448/1 на сумму 103053,20 руб., 48449/1 на сумму 22756,22 руб.)	ВБРР	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-41	31.07.2023, п/п 48448/1 на сумму 103053,20 руб., 48449/1 на сумму 22756,22 руб.		126
48	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч.40702810800000091786_28072023_534 865,34 (п/п 534339 - 516480,62 руб., 534340 - 18384,72)	Газпромбанк	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-42	28.07.2023, п/п 534339 - 516480,62 руб., 534340 - 18384,72		535
49	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч. 40702810601130000076_31.08.2023_15 9 892,56 (п/п 47402/1 - 130971,43 руб., 47403/1 - 28921,13)	ВБРР	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-43	31.08.2023, п/п 47402/1 - 130971,43 руб., 47403/1 - 28921,13		160
50	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч.40702810800000091786_28082023_680 029,31 (п/п 759709 - 656654,93, 759710 - 23374,38)	Газпромбанк	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-44	28.08.2023, п/п 759709 - 656654,93, 759710 - 23374,38		680
51	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч. 40702810800000091786_28092023_829 522,26 (п/п 591259 - 801009,41, 591260 - 28512,85)	Газпромбанк	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-45	28.09.2023, п/п 591259 - 801009,41, 591260 - 28512,85		830
52	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч. 40702810601130000076_29.09.2023_18 1 492,76 (п/п 54723/1 - 148664,62, 54724/1 - 32828,14)	ВБРР	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-46	29.09.2023, п/п 54723/1 - 148664,62, 54724/1 - 32828,14		181
53	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч. 40702810800000091786_30.10.2023_845 587,46 (п/п 803016 - 816522,41, 803017 - 29065,05)	Газпромбанк	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-47	30.10.2023, п/п 803016 - 816522,41, 803017 - 29065,05		846

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
54	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч. 40702810601130000076_31.10.2023_19 6318,93 (п/п 61769/1 - 160809,05, 61770/1 - 35509,88)	ВБРР	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-48	31.10.2023, п/п 61769/1 - 160809,05, 61770/1 - 35509,88		196
55	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч. 0702810800000091786_28.11.2023_977 668,41 (п/п 420274 - 944063,39, 420279 - 33605,02)	Газпромбанк	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-49	28.11.2023, п/п 420274 - 944063,39, 420279 - 33605,02		978
56	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч. 40702810601130000076_30.11.2023_21 4723,83 (п/п 959206/1 - 175884,9, 959207/1 - 38838,93)	ВБРР	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-50	30.11.2023, п/п 959206/1 - 175884,9, 959207/1 - 38838,93)		215
57	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч. 40702810800000091786_28.12.2023_976 417,82 (п/п 955238 - 942855,79, 955240 - 33562,03)	Газпромбанк	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-51	28.12.2023, п/п 955238 - 942855,79, 955240 - 33562,03		976
58	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Погаш.% Выписка по сч. 40702810601130000076_29.12.2023_227 419,80 (п/п 75449/1 - 186284,44, 75450/1 - 41135,36)	ВБРР	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-52	29.12.2023, п/п 75449/1 - 186284,44, 75450/1 - 41135,36		227
59	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД», («БАМ-2»))	Справка о начисленных процентах по целевым кредитам и займам январь 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-53			118
60	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД», («БАМ-2»))	Справка о начисленных процентах по целевым кредитам и займам февраль 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-54			580

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
61	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Справка о начисленных процентах по целевым кредитам и займам март 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-55			652
62	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Справка о начисленных процентах по целевым кредитам и займам апрель 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-56			631
63	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Справка о начисленных процентах по целевым кредитам и займам май 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-57			654
64	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Справка о начисленных процентах по целевым кредитам и займам июнь 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-58			652
65	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Справка о начисленных процентах по целевым кредитам и займам июль 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-59			690
66	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Справка о начисленных процентах по целевым кредитам и займам август 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-60			880

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
67	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Справка о начисленных процентах по целевым кредитам и займам сентябрь 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-61			994
68	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Справка о начисленных процентах по целевым кредитам и займам октябрь 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-62			1 078
69	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Справка о начисленных процентах по целевым кредитам и займам ноябрь 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-63			1 176
70	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Справка о начисленных процентах по целевым кредитам и займам декабрь 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-64			1 247
71	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	КРП 2023 по Обществу	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-65			
72	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	КРП 2023 КуЭ	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-66			

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
73	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	КРП, БАМ_2023, начисленные %	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-67			9 352
73.1	Процентные расходы по кредитам, привлеченным на БАМ	Информация об уплаченных процентах в 2023 году, БАМ_2	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-67			9 149
74	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	КРП 2024 по Обществу	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-68			
75	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	КРП 2024 по КуЭ	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-69			
76	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	КРП_БАМ 2_2024	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-70			
77	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	КРП 2025 по Обществу	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-71			

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Контрагент	Данные договоров, счет-фактур, расчетов			
				Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
78	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	КРП 2025 по КуЭ	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-72			
78.1	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	КРП 2026 по КуЭ	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-72			
78.2	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	КРП 2027 по КуЭ	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-72			
79	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	КРП_БАМ 2_2025	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-73			
79.1	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	КРП_БАМ 2_2026	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-73			
79.2	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	КРП_БАМ 2_2027	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-73			

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
80	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Выдержка из СО 3.120.0 Управление платежами (кредиты)	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-74			
81	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 3.066_0-08 Управление движением потоков наличности. Регламент.	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-75			
82	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Приказ № 61 от 13.03.2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-76			
83	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Основные положения БУП_Приложение 1_УП БУП_2023_2-0_3-0_4-0_5-0_6-0_7-0	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-77			
84	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Изменения БУП основные 2023	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-78			
85	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Выгрузки из SAP_76КЛ-0013_2022	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-79			

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
86	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Выгрузки из SAP_3422-031-ГС	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-80			
87	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Регистр 62 СЧЕТА	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-81			
88	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Регистр 66 СЧЕТА	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-82			
89	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Регистр 67 СЧЕТА	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-83			
90	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Регистр 76 СЧЕТА	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-84			
91	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Регистр 90 СЧЕТА	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-85			

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
92	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Регистр 91 СЧЕТА	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-86			
93	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Динамика ссудной задолженности_по Обществу_2022-2025	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-87			
94	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	Динамика ссудной задолженности_КуЭ_2022-2025	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-88			
95	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	БАМ2 Протокол № НШ-21пр (28.01.2021)	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-89	28.01.2021, № НШ-21пр		
96	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	БАМ2 Распоряжение Правительства РФ №2101-р от 30.09.2018	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-90	30.09.2018 № 2101-р		
97	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.1962 Справка по кредитам за январь_с разбивкой на ФП	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-90	31.01.2023		

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
98	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.1962 Справка по кредитам за февраль_с разбивкой на ФП	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-90	28.02.2023		
99	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.1962 Справка по кредитам за март_с разбивкой на ФП	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-90	31.03.2023		
100	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.1962 Справка по кредитам за апрель_с разбивкой на ФП	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-90	30.04.2023		
101	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.1962 Справка по кредитам за май_с разбивкой на ФП	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-90	31.05.2023		
102	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.1962 Справка по кредитам за июнь_с разбивкой на ФП	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-2	30.06.2023		
103	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.1962 Справка по кредитам за июль_с разбивкой на ФП	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-90	31.07.2023		

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов				
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Сумма по документу (без НДС)
104	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.1962 Справка по кредитам за август_с разбивкой на ФП	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-90	31.08.2023		
105	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.1962 Справка по кредитам за сентябрь_с разбивкой на ФП	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-90	30.09.2023		
106	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.1962 Справка по кредитам за октябрь_с разбивкой на ФП	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-90	31.10.2023		
107	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.1962 Справка по кредитам за ноябрь_с разбивкой на ФП	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-2	30.11.2023		
108	Процентные расходы по кредитам», привлеченным на инвестиционную деятельность (ТП ОАО «РЖД» («БАМ-2»))	СО 6.1962 Справка по кредитам за декабрь_с разбивкой на ФП	Филиал ПАО "Россети Сибирь" - "Кузбассэнерго-РЭС"	Финансирование и рефинансирование в рамках электрификации Байкало-Амурской и Транссибирской железных магистралей БАМ-2	31.12.2023		

С учетом вышеизложенного, в необходимой валовой выручке на 2025 год учтены расходы «%» по заемным средствам, в части БАМ 2» в размере 9 352 тыс. руб.

Расходы предыдущих периодов ($B_i^{\text{распред}}$)

В соответствии с экспертным заключением во исполнение предписания ФАС России от 12.12.2023 № СП/105279/24 (в редакции решений ФАС России

о внесении изменений в предписание от 31.01.2024 № СП/7235/24, от 03.04.2024 № СП/27834/24, от 08.08.2024 № 31/70799/24) в отношении ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527) (постановление РЭК Кузбасса от 01.10.2024 № 228 остаток предыдущих периодов составил (- 2 321 218,35) тыс. руб.

Заключение о реализации ремонтной программы филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – региональные электрические сети» за 2023 год

В НВВ на 2023 год филиалу ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» (далее организация) включены средства на выполнение ремонтной программы в размере **625 384,75** тыс. руб.

Согласно представленному организацией отчету о выполнении программы ремонтного обслуживания от 28.03.24 № 1.4-0-212 (вх. 2072 от 29.03.24), ее фактическое выполнение составило **760 612,15** тыс. руб. Степень освоения ремонтного фонда составила 121,62 %.

В качестве обоснования понесенных расходов на ремонты представлены следующие документы:

1. Отчет о выполнении программы ремонтного обслуживания.

2. Реестр актов приемки выполненных работ по программе ремонтного обслуживания.

3. Акты приемки выполненных работ по программе ремонтного обслуживания.

Экспертная группа, рассмотрев представленный отчет организации, выявила затраты, не подлежащие учету в ремонтной программе.

1. В отчете необоснованно была учтена стоимость работ, выполненных хозяйственным способом на общую сумму – **255 505,25** тыс. руб. Данные затраты включают в себя заработную плату ремонтного персонала и социальные выплаты и не могут быть учтены, т.к. согласно писем организации вх. № 5014 от 08.09.2023 и от 25.10.2023 № 1.4/01/732 заработная плата и социальные выплаты ремонтного и эксплуатационного персонала учтены в НВВ организации по передаче электроэнергии.

В связи с вышеуказанным предлагается при регулировании организации на 2025 год не учитывать затраты на заработную плату и социальные выплаты ремонтного персонала за 2023 год, учтенные в ремонтной программе, а также рассмотреть необходимость снижения НВВ на 2025 год на величину ФОТ ремонтно-эксплуатационного персонала за 2019-2023 годы, который был необоснованно учтен в фактических затратах по выполнению ремонтной программы на общую сумму **1 203 302,31** тыс. руб. (см. таблица 36).

Таблица 36

Год	2019	2020	2021	2022	2023
Затраты на заработную плату и социальные выплаты ремонтного персонала за 2019-2023 годы, учтенные в РП, тыс. руб.	243 290,55	250 711,82	222 532,23	231 262,46	255 505,25

2. В отчете были учтены работы на общую сумму – **66 438,57** тыс. руб., которые не относятся к ремонтной программе (без учета стоимости работ, выполненных хозяйственным способом), а именно:

2.1. **5 223,71** тыс. руб. организация затратила на ремонт счетчиков электроэнергии. В организации ремонт счетчиков электроэнергии не проводится, а отправляется на гарантийной ремонт на завод-изготовитель, в связи с чем затраты на ремонт счетчиков не могут быть учтены в отчете по ремонтной программе;

2.2. **61 214,86** тыс. руб. организация затратила на ремонт транспортных средств. Действие Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики (далее Правила), утвержденными приказом Минэнерго России от 25.10.2017 N 1013 распространяются на оборудование, здания и сооружения, среди которых отсутствует автотранспортная техника, в связи с чем ремонт автотранспорта не может быть учтен в отчете по ремонтной программе. Указанные выше затраты учтены в подконтрольных затратах организации и поэтому учитываются в отчете по ремонтной программе;

3. В отчете учтены работы по замене неизолированных вводов к домам потребителей на самонесущий изолированный провод (СИП) на общую сумму – **3 165,38** тыс. руб. (без учета стоимости работ, выполненных хозяйственным способом). Данные работы не относятся к регулируемой деятельности, т.к. граница балансовой принадлежности между потребителем электроэнергии и организацией проходит по опоре ВЛ и, соответственно, замену неизолированного ввода на СИП должен оплачивать потребитель электроэнергии, а не организация.

Таким образом, эксперты признают обоснованность стоимости фактически выполненных ремонтов в размере **435 502,95 = 760 612,15 - 255 505,25 - 66 438,57 - 3 165,38** тыс. руб., а степень освоения – **57,3 %**.

Расчёт коэффициента, корректирующего необходимую валовую выручку с учётом надёжности и качества

Данная корректировка, предусмотренная Методическими указаниями 98-э, проводится в соответствии с п.8 Основ ценообразования, 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.

Расчёт значения показателя $K_{НК_i}$ на 2023 год приведён в таблице 37.

Расчёт коэффициента, корректирующего необходимую валовую выручку с учётом надёжности и качества

Показатель	Значение	Основание
α_1	0,3	п 5.1.4 Приказ Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (ред. от 21.06.2017) "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" (Зарегистрировано в Минюсте России 27.12.2016 № 44983)
α_2	0,3	
β_1	0,3	
β_2	0,1	
$K_{над1}$	0	
$K_{над2}$	0	
$K_{кач1}$	0	
$K_{кач3}$	0	
Плановое значение P_{saidi}	3,557476	
Плановое значение P_{saifi}	1,937900	
Плановое значение $P_{тип}$	1,043000	
Фактическое значение P_{saidi}	3,236860	
Фактическое значение P_{saifi}	2,159380	
Фактическое значение $P_{тип}$	1,257674	
Коэффициент допустимого отклонения	30%	Приказ Минэнерго России от 18.10.2017 N 976 "Об утверждении базовых значений показателей надежности, значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых и максимальной динамики улучшения плановых показателей надежности для групп территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики и (или) условия деятельности, с применением метода сравнения аналогов" (Зарегистрировано в Минюсте России 13.11.2017 N 48866)
$K_{об}$	0	
$K_{кор}$	2%	Приказ ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1 "Об утверждении Методических указаний 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" (Зарегистрировано в Минюсте РФ 13.11.2010 N 18951)
КНК	0,000	

Заключение об экономической обоснованности фактических расходов филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» на обеспечение коммерческого учета электроэнергии за 2023 год, не относящихся к капитальным вложениям (ΔУ)

На 2023 год РЭК Кузбасса учла расходы на обеспечение коммерческого учета электроэнергии, не относящихся к капитальным вложениям, в соответствии с пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», а также с формулой (2) п. 11 Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденных приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э в НВВ организации на 2023 год в размере 3 249,00 тыс. руб. на не гарантийное обслуживание оборудования.

Согласно представленному предприятием отчету о фактических расходах на обеспечение коммерческого учета электроэнергии за 2023 год, по статье 2.7. «Услуги по испытаниям и поверке приборов» (в части затрат по обеспечению коммерческого учета электроэнергии на розничных рынках) размер расходов составляет 3 695,98 тыс. руб.

Таблица 38

Номер акта	Поверка счетчиков электроэнергии электронных однофазных КТ 1,0 и ниже на месте установки			Поверка счетчиков электроэнергии электронных трехфазных КТ 1,0 и ниже на месте установки			Поверка счетчиков электроэнергии электронных трехфазных КТ 0,5 и выше на месте установки			Поверка измерительных трансформаторов тока 0,4 кВ до 1000 А на месте установки		
	Стоимость за единицу, руб. без НДС	К-во, шт.	Цена, руб. без НДС	Стоимость за единицу, руб. без НДС	К-во, шт.	Цена, руб. без НДС	Стоимость за единицу, руб. без НДС	К-во, шт.	Цена, руб. без НДС	Стоимость за единицу, руб. без НДС	К-во, шт.	Цена, руб. без НДС
акт № 211 от 07.06.2023	847,87	176	149 225,12	1751,04	21	36 771,84	1751,04	2	3 502,08	760,32	81	61 585,92
акт № 350 от 16.10.2023	847,87	214	181 444,18	1751,04	37	64 788,48	1751,04	10	17 510,40	760,32	71	53 982,72
акт № 349 от 12.10.2023	847,87	214	181 444,18	1751,04	40	70 041,60	1751,04	10	17 510,40	760,32	71	53 982,72
акт № 415 от 04.12.2023	847,87	190	161 095,30	1751,04	70	122 572,80	1751,04		0,00	760,32	155	117 849,60
акт № 414 от 06.12.2023	847,87	180	152 616,60	1751,04	50	87 552,00	1751,04		0,00	760,32	150	114 048,00
акт № 416 от 11.12.2023	847,87	210	178 052,70	1751,04	100	175 104,00	1751,04		0,00	760,32	158	120 130,56
акт № 435 от 19.12.2023	847,87	124	105 135,88	1751,04	136	238 141,44	1751,04		0,00	760,32	148	112 527,36
акт № 447 от 27.12.2023	847,87	89	75 460,43	1751,04	102	178 606,08	1751,04		0,00	760,32	302	229 616,64
акт № 448 от 27.12.2023	847,87	15	12 718,05	1751,04	50	87 552,00	1751,04		0,00	760,32	100	76 032,00
акт № 452 от 29.12.2023	847,87	28	23 740,36	1751,04	15	26 265,60	1751,04		0,00	760,32	291	221 253,12
акт № 453 от 29.12.2023	847,87	1	847,87	1751,04	34	59 535,36	1751,04		0,00	760,32	168	127 733,76
ИТОГО по видам приборов учета		1441	1 221 780,67		655	1 146 931,20		22	38 522,88		1695	1 288 742,40
ВСЕГО	3 695 977,15											

Также организация дополнительно представила отчет о понесенных расходах на поверку приборов учета и переоформление документов по технологическому присоединению потребителей:

Контрагент	Наименование услуг	Документ	Дата, №	Сумма по документу (без НДС) тыс. руб.
ФБУ "Кузбасский ЦСМ"	поверка (экспертиза) прибора учета электроэнергии	Счет-фактура, акт	28.02.2023, №05/181	10,209
ФБУ "Кузбасский ЦСМ"	поверка (экспертиза) прибора учета электроэнергии	Счет-фактура, акт	24.03.2023, №05/279	25,5225
ФБУ "Кузбасский ЦСМ"	поверка (экспертиза) прибора учета электроэнергии	Счет-фактура, акт	17.04.2023, №05/390	30,627
ФБУ "Кузбасский ЦСМ"	поверка (экспертиза) прибора учета электроэнергии	Счет-фактура, акт	17.04.2023, №05/440	22,1565
ФБУ "Кузбасский ЦСМ"	поверка (экспертиза) прибора учета электроэнергии	Счет-фактура, акт	17.05.2023, №05/620	20,418
ФБУ "Кузбасский ЦСМ"	поверка (экспертиза) прибора учета электроэнергии	Счет-фактура, акт	03.07.2023, №05/865	5,1045
ФБУ "Кузбасский ЦСМ"	поверка (экспертиза) прибора учета электроэнергии	Счет-фактура, акт	03.07.2023, №05/866	5,1045
ФБУ "Кузбасский ЦСМ"	поверка (экспертиза) прибора учета электроэнергии	Счет-фактура, акт	18.07.2023, №05/904	5,1045
ФБУ "Кузбасский ЦСМ"	поверка (экспертиза) прибора учета электроэнергии	Счет-фактура, акт	31.07.2023, №05/990	5,1045
ФБУ "Кузбасский ЦСМ"	поверка (экспертиза) прибора учета электроэнергии	Счет-фактура, акт	07.12.2023, №05/1584	5,1045
ФБУ "Кузбасский ЦСМ"	поверка (экспертиза) прибора учета электроэнергии	Счет-фактура, акт	07.12.2023, №05/1652	10,209
ФБУ "Кузбасский ЦСМ"	поверка (экспертиза) прибора учета электроэнергии	Счет-фактура, акт	20.12.2023, №05/1738	20,418
филиал "Энергосеть г.Юрга" ООО "КЭНК"	переоформление документов тех. присоединения	Акт	19.06.2023, №447	0,83333
филиал "Энергосеть г.Юрга" ООО "КЭНК"	переоформление документов тех. присоединения	Счет-фактура	19.06.2022, №426/42302	
ИТОГО 2023				165,916

С целью подтверждения фактических затрат по статье за 2023 год представлены следующие документы:

- Расшифровка фактических затрат за 2023 год по обеспечению коммерческого учета электроэнергии на розничных рынках (522 ФЗ) за 2023 год (себестоимость передачи электроэнергии) - выгрузка из ИК SAP ERP;
- Копия договора № 18.4200.652.23 от 29.03.2023;
- Копия протокола ЦДКК № 23-4006/32312133983/3 от 17.03.2023;
- Копия аттестата аккредитации ООО «Центр Метрологии» № RA.RU.310581 от 03.02.2015;
- Копии актов, подтверждающие расходы по договору № 18.4200.652.23 от 29.03.2023.
- Расшифровка фактических затрат за 2023 год по количеству, видам и стоимости поверенных приборов учета электроэнергии (522-ФЗ).

Таблица 40

№ п/п	Наименование договора, счета, платежного документа (номер, дата)	Контрагент (поставщик, подрядчик)	Сумма по договору (с НДС), тыс. руб.	Сумма по договору (без НДС), тыс. руб.	Фактические расходы за 2023г. (без НДС), тыс. руб.	Основание заключения договора с выбранными подрядчиками, выписка из протокола заседания ЦДКК	Информация о проведении закупочных процедур с указанием реквизитов контракта (номер и дата заключения договора, номер уведомления)
1.	Договор № 18.4200.652.23 от 29.03.2023	ООО «Центр метрологии»	7763,24	7763,24	3695,98	Протокол подведения итогов конкурсной процедуры № 23-4006/32312133983/3 от 17.03.2023	Конкурс в электронной форме (извещение № 32312133983)

РЭК Кузбасса, рассмотрев представленную отчетную документацию, считают вышеуказанные понесенные расходы экономически обоснованными в полном объеме 3 695,98 тыс. руб.

Кроме того, предприятие ошибочно включило в отчет о выполнении ремонтной программы за 2023 год расходы на обеспечение коммерческого учета электроэнергии за 2023 год, не относящихся к капитальным вложениям, по внеплановому установке и внеплановой замене приборов учета электроэнергии в размере 4 287,052 тыс. руб. (см. табл. 4).

Для подтверждения вышеуказанных расходов по внеплановому установке и внеплановой замене приборов учета электроэнергии в 2023 году, предприятие представило:

1. Отчет о выполнении программы ремонтного обслуживания.
2. Реестр актов приемки выполненных работ по программе ремонтного обслуживания.
3. Акты приемки выполненных работ по программе ремонтного обслуживания.

РЭК Кузбасса, рассмотрев представленный филиалом ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» отчет о выполнении ремонтной программы за 2023 год, в части внеплановой установки и внеплановой замене приборов учета электроэнергии, считают экономически обоснованной стоимость мероприятий по замене/установке приборов учета, внепланово реализованных в 2023 году, в размере 4 004,470 тыс. руб. Корректировка фактических расходов по вышеуказанным мероприятиям в сторону снижения 282,581 тыс. руб. обусловлена исключением затрат на оплату труда работников филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» и затрат на страховые взносы по мероприятиям, выполняемым хозяйственным способом, т.к. эти расходы учтены при утверждении НВВ предприятия на 2023 год по статьям «Фонд оплаты труда» и «Страховые начисления».

Таким образом,

$$\Delta У_{2023} = \Delta У_{\text{факт}2023} - \Delta У_{\text{план}2023} = (3\,695,98 + 165,92 + 4\,004,47) - 3\,249,00 = 4\,617,37 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 41

Перечень и стоимость мероприятий по замене/установке приборов учета, внепланово реализованных в 2023 году

Заказ	Вид заказа	Расположение, технический объект	Вид технич. объекта	Техническое место	Месяц выполнения работ	Всего затрат факт, руб.	Подряд, руб.	Матери-алы, руб.	ГСМ, руб.	ФОТ, руб.	Страх. взносы, руб.
210374876 ВЛ 0,4 кВ РПН Замена вын-го учета 0,2 кВ	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4210 Северо-Восточные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00029054 ВЛ 0,4 кВ ф.2 от ТП	02.2023	12 917,70			4 889,51	6 161,40	1 866,79
210374877 ВЛ 0,4 кВ РПН Замена вын-го учета 0,2 кВ	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4210 Северо-Восточные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00029055 ВЛ 0,4 кВ ф.3 от ТП	02.2023	7 887,49			3 527,10	3 348,64	1 011,75
210374879 ВЛ 0,4 кВ РПН Замена вын-го учета 0,2 кВ	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4210 Северо-Восточные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00029055 ВЛ 0,4 кВ ф.3 от ТП	02.2023	6 547,95			2 187,56	3 348,64	1 011,75
210375000 ВЛ 0,4 кВ РПН Замена вын-го учета 0,2 кВ	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4210 Северо-Восточные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00029055 ВЛ 0,4 кВ ф.3 от ТП	02.2023	3 394,65			801,02	1 993,76	599,87
210375001 ВЛ 0,4 кВ РПН Замена вын-го учета 0,2 кВ	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4210 Северо-Восточные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00029055 ВЛ 0,4 кВ ф.3 от ТП	02.2023	6 437,86			2 077,47	3 348,64	1 011,75
210375002 ВЛ 0,4 кВ РПН Замена вын-го учета 0,2 кВ	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4210 Северо-Восточные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00029055 ВЛ 0,4 кВ ф.3 от ТП	02.2023	7 995,89			3 635,50	3 348,64	1 011,75
210375004 ВЛ 0,4 кВ РПН Замена вын-го учета 0,2 кВ	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4210 Северо-Восточные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00029055 ВЛ 0,4 кВ ф.3 от ТП	02.2023	4 064,58			987,42	2 364,57	712,59
210375006 ВЛ 0,4 кВ РПН Замена вын-го учета 0,2 кВ	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4210 Северо-Восточные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00029055 ВЛ 0,4 кВ ф.3 от ТП	02.2023	1 900,12			565,96	1 027,91	306,25
210375011 ВЛ 0,4 кВ РПН Замена вын-го учета 0,2 кВ	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4210 Северо-Восточные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00029055 ВЛ 0,4 кВ ф.3 от ТП	02.2023	4 813,69			1 712,77	2 382,79	718,13
210371126 ПС Замена счётчика э/э	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS035-000553-14-02-005-75 средства измерений	01.2023	17 211,93		16 425,00		647,53	139,40
210371282 Счетчик ф.6-19-ЛР	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS035-000643-15-02-007-75-75 Счетчик э/э	04.2023	16 426,25		15 675,00		589,05	162,20
210371281 Счетчик ф.6-СП-1	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS035-000646-15-01-006-75-75 Счетчик э/э	04.2023	16 426,25		15 675,00		589,05	162,20
210371366 Замена ПУ ф.6-32-Г	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS035-000664-15-02-005-75-75 Счетчик э/э	04.2023	16 500,83		15 675,00		650,88	174,95

Заказ	Вид заказа	Расположение, технический объект	Вид технич. объекта	Техническое место	Месяц выполнения работ	Всего затрат факт, руб.	Подряд, руб.	Материалы, руб.	ГСМ, руб.	ФОТ, руб.	Страх. взносы, руб.
210371280 Счетчик ф.6-16-К	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000558-15-02-008-75-75 Счетчик э/э	04.2023	16 426,25		15 675,00		589,05	162,20
210371159 Счетчик ф.6-39-Л	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000559-15-03-005-75-75 Счетчик э/э	04.2023	16 426,25		15 675,00		589,05	162,20
210371363 Замена ПУ ф.6-37-Г	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000567-15-01-006-75-75 Счетчик э/э	03.2023	16 408,08		15 675,00		565,31	167,77
210371362 Замена ПУ ф.6-36-П	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000567-15-01-011-75-75 Счетчик э/э	03.2023	16 408,08		15 675,00		565,31	167,77
210371364 Замена ПУ ф.6-19-Ф	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000569-15-01-005-75-75 Счетчик э/э	04.2023	16 500,83		15 675,00		650,88	174,95
210371365 Замена ПУ ф.6-20-Ф	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000569-15-02-005-75-75 Счетчик э/э	04.2023	16 500,83		15 675,00		650,88	174,95
210371338 Замена ПУ ф.6-10-Д	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000572-15-02-009-75-75 Счетчик э/э	03.2023	16 408,08		15 675,00		565,31	167,77
210372496 Установка счетчика учета	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	RP006-0000172-15-01-04-75-75 Счетчик э/э	02.2023	16 241,15		15 675,00		434,16	131,99
210372497 Установка счетчика учета	PMNH Внеплановый ремонт хоз. способ	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	RP006-0000172-15-02-02-75-75 Счетчик э/э	02.2023	16 241,15		15 675,00		434,16	131,99
200021785 Ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4210 Северо-Восточные э/с	1044 МТП	TP006-0001866 ТП-399_Ф-6-8-С	08.2023	119 862,50	119 862,50				
200022402 Ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4210 Северо-Восточные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00030314 ВЛ 0,4 кВ ф.1 от ТП	10.2023	14 447,50	14 447,50				
200022403 Ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4210 Северо-Восточные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00030316 ВЛ 0,4 кВ ф.1 от ТП	10.2023	19 440,00	19 440,00				
200021984 ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4210 Северо-Восточные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00084749 ВЛ 0,4 кВ ф.1 от ТП	09.2023	130 380,00	130 380,00				
200022340 Ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4210 Северо-Восточные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00140159 ВЛ 0,4 кВ ф.4 от ТП	10.2023	105 000,00	105 000,00				
200021722 Ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4220 Центральные э/с	1043 КТП	TP006-0007533 ТП-Б/Н-630-РТП	08.2023	105 000,00	105 000,00				

Заказ	Вид заказа	Расположение, технический объект	Вид технич. объекта	Техническое место	Месяц выполнения работ	Всего затрат факт, руб.	Подряд, руб.	Матери-алы, руб.	ГСМ, руб.	ФОТ, руб.	Страх. взносы, руб.
200022341 Ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4220 Центральные э/с	1043 КТП	ТР010-0029606 ТП-047	10.2023	105 000,00	105 000,00				
200022344 Ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4220 Центральные э/с	1043 КТП	ТР010-0075330 ТП-073п (Ф-10-4-СБ)	10.2023	105 000,00	105 000,00				
200022286 ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4220 Центральные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00032227 ВЛ 0,4 кВ ф.1 от ТП	10.2023	12 335,00	12 335,00				
200021985 ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4220 Центральные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00033102 ВЛ 0,4 кВ ф.1 от ТП	09.2023	270 420,00	270 420,00				
200022343 Ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4230 Южные э/с	1043 КТП	ТР006-0005669 ТП-250 кВА Игнатчен	10.2023	105 000,00	105 000,00				
200021641 Ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4230 Южные э/с	1043 КТП	ТР006-0010858 КТП 160кВа ООО Исто	08.2023	105 000,00	105 000,00				
200022342 Ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4230 Южные э/с	1043 КТП	ТР010-0062883 ТП-Т-2-009 Пушкино	10.2023	105 000,00	105 000,00				
200021784 Ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4230 Южные э/с	1044 МТП	ТР006-0005742 ТП-250 кВа Гелиос	08.2023	105 000,00	105 000,00				
200022941 ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4230 Южные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00034307 ВЛ 0,4 кВ ф.1 от ТП	12.2023	40 770,50	40 770,50				
200022940 Ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4230 Южные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00083937 ВЛ 0,4 кВ ф.2 от ТП	12.2023	458 295,77	458 295,77				
200022860 Ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4230 Южные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00083985 ВЛ 0,4 кВ ф.2 от ТП	12.2023	811 250,00	811 250,00				
200022180 ремонт системы учета ээ	PMNP Внеплановый ремонт подряд	4230 Южные э/с	1053 ВЛ 0,4 кВ	VN004-00084227 ВЛ 0,4 кВ ф.4 от ТП	10.2023	97 043,79	97 043,79				
142761615 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS035-000545-14-02-001-75-75 Счетчик э/э	09.2023	16 129,60		15 225,83	184,50	562,89	156,38
142761643 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS035-000548-14-01-001-75 Средства измерений	09.2023	20 338,91		15 225,83	746,74	3 366,36	999,98
142761644 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS035-000548-14-02-006-75	09.2023	16 468,53		15 225,83	359,87	687,34	195,49

Заказ	Вид заказа	Расположение, технический объект	Вид технич. объекта	Техническое место	Месяц выполнения работ	Всего затрат факт, руб.	Подряд, руб.	Матери-алы, руб.	ГСМ, руб.	ФОТ, руб.	Страх. взносы, руб.
				Средства измерений							
142761650 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS035-000553-14-01-001-75 Средства измерений	09.2023	17 348,46		15 225,83	808,32	1 032,38	281,93
142761608 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS035-000598-14-01-002-75 Средства измерений	09.2023	16 142,16		15 225,83	65,81	655,25	195,27
142761265 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000466-15-01-008-75 Средства измерений	06.2023	15 946,04		15 225,83	96,32	481,11	142,78
142761261 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000466-15-01-009-75 Средства измерений	06.2023	15 946,04		15 225,83	96,32	481,11	142,78
142761175 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000466-15-02-001-75 Средства измерений	06.2023	16 235,55		15 225,83	240,05	593,19	176,48
142761183 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000466-15-02-002-75 Средства измерений	06.2023	16 250,13		15 225,83	240,05	604,40	179,85
142761188 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000466-15-02-003-75 Средства измерений	06.2023	16 250,50		15 225,83	240,42	604,40	179,85
142761192 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000466-15-02-004-75 Средства измерений	06.2023	16 422,14		15 225,83	237,12	738,90	220,29
142761193 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000466-15-02-005-75 Средства измерений	06.2023	16 422,14		15 225,83	237,12	738,90	220,29
142761198 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000466-15-02-006-75 Средства измерений	06.2023	15 946,04		15 225,83	96,32	481,11	142,78
142761393 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000467-14-02-001-75-75 Счетчик э/э	08.2023	15 672,30		15 225,83	69,71	288,74	85,33

Заказ	Вид заказа	Расположение, технический объект	Вид технич. объекта	Техническое место	Месяц выполнения работ	Всего затрат факт, руб.	Подряд, руб.	Матери-алы, руб.	ГСМ, руб.	ФОТ, руб.	Страх. взносы, руб.
142760733 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000476-14-04-005-75 Средства измерений	05.2023	15 866,61		15 225,83		495,99	144,79
142760739 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000480-14-02-004-75-75 Счетчик э/э	05.2023	16 119,61		15 225,83		686,67	207,11
142760821 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000483-14-03-002-75 Средства измерений	05.2023	16 462,62		15 225,83	209,74	802,90	224,15
142760825 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000483-14-04-002-75 Средства измерений	05.2023	16 462,62		15 225,83	209,74	802,90	224,15
142761383 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000492-14-01-006-75 Средства измерений	07.2023	17 504,95		15 225,83	649,80	1 251,86	377,46
142761388 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000492-14-02-005-75 Средства измерений	07.2023	15 671,49		15 225,83		344,15	101,51
142761509 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000503-15-02-001-75 Средства измерений	09.2023	16 114,10		15 225,83	65,43	633,77	189,07
142761605 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000503-15-02-004-75-75 Счетчик э/э	09.2023	16 142,16		15 225,83	65,81	655,25	195,27
142761512 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000503-15-02-011-75 Средства измерений	09.2023	16 114,48		15 225,83	65,81	633,77	189,07
142761517 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000503-15-03-004-75-75 Счетчик э/э	09.2023	16 114,48		15 225,83	65,81	633,77	189,07
142761603 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000503-15-03-005-75-75 Счетчик э/э	09.2023	16 142,16		15 225,83	65,81	655,25	195,27
142761271 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000512-15-01-005-75-75 Счетчик э/э	06.2023	16 436,71		15 225,83	237,11	750,11	223,66
142761278 Замена счетчика учёта	PMRH Ремонт хоз.способом	4210 Северо-Восточные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000512-15-02-005-75-75 Счетчик э/э	06.2023	16 436,71		15 225,83	237,11	750,11	223,66

Заказ	Вид заказа	Расположение, технический объект	Вид технич. объекта	Техническое место	Месяц выполнения работ	Всего затрат факт, руб.	Подряд, руб.	Матери-алы, руб.	ГСМ, руб.	ФОТ, руб.	Страх. взносы, руб.
142767172 ПС Замена ПУ ф.10-11-БУ6	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000536-14-01-001-75-75 Счетчик э/э	04.2023	21 721,58		15 225,83		5 107,93	1 387,82
142767175 ПС Замена ПУ ф.10-12-ВОС	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000536-14-01-002-75-75 Счетчик э/э	04.2023	21 721,58		15 225,83		5 107,93	1 387,82
142767180 ПС Замена ПУ ф.10-13-Н2	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000536-14-01-003-75-75 Счетчик э/э	04.2023	21 721,58		15 225,83		5 107,93	1 387,82
142767183 ПС Замена ПУ ф.10-18-Ц	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000536-14-01-006-75-75 Счетчик э/э	04.2023	21 721,58		15 225,83		5 107,93	1 387,82
142767139 ПС Замена ПУ ф.10-3-Н1	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000536-14-02-001-75-75 Счетчик э/э	02.2023	21 364,76		15 225,83		4 708,87	1 430,06
142767162 ПС Замена ПУ ф.10-4-Н2	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000536-14-02-002-75-75 Счетчик э/э	02.2023	22 211,49		15 225,83		5 358,36	1 627,30
142767167 ПС Замена ПУ ф.10-5-ВОС	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000536-14-02-003-75-75 Счетчик э/э	02.2023	22 211,49		15 225,83		5 358,36	1 627,30
142767170 ПС Замена ПУ ф.10-6-БУ2	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000536-14-02-004-75-75 Счетчик э/э	04.2023	21 721,58		15 225,83		5 107,93	1 387,82
142770046 Счетчик ф.6-1-П	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000539-15-01-001-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11		17 160,00		4 406,73	1 334,38
142770096 Счетчик ф.6-3-В	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000539-15-01-002-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11		17 160,00		4 406,73	1 334,38
142770136 Счетчик ф.6-7-П	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000539-15-01-004-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11		17 160,00		4 406,73	1 334,38
142770161 Счетчик ф.6-9-Ш	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000539-15-01-005-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11		17 160,00		4 406,73	1 334,38
142770824 Счетчик ф.6-11-П	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000539-15-01-006-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11		17 160,00		4 406,73	1 334,38
142770091 Счетчик ф.6-2-В	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000539-15-02-001-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11		17 160,00		4 406,73	1 334,38
142770121 Счетчик ф.6-4-Ш	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000539-15-02-002-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11		17 160,00		4 406,73	1 334,38

Заказ	Вид заказа	Расположение, технический объект	Вид технич. объекта	Техническое место	Месяц выполнения работ	Всего затрат факт, руб.	Подряд, руб.	Матери-алы, руб.	ГСМ, руб.	ФОТ, руб.	Страх. взносы, руб.
142770126 ф.6-6-В	Счетчик	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000539-15-02-003-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11	17 160,00		4 406,73	1 334,38
142770825 ф.6-14-О	Счетчик	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000539-15-02-005-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11	17 160,00		4 406,73	1 334,38
142769860 ф.6-46-Л	Счетчик	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000541-15-03-011-75-75 Счетчик э/э	10.2023	22 538,93	17 160,00		4 130,35	1 248,58
142769868 ф.6-18-Г	Счетчик	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000543-15-01-004-75-75 Счетчик э/э	10.2023	22 538,93	17 160,00		4 130,35	1 248,58
142769897 ф.6-10-Г	Счетчик	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000552-14-01-007-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11	17 160,00		4 406,73	1 334,38
142769899 ф.10-13-Г	Счетчик	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000552-14-02-001-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11	17 160,00		4 406,73	1 334,38
142769944 ф.10-14-Г	Счетчик	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000552-14-02-002-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11	17 160,00		4 406,73	1 334,38
142770042 ф.10-20-К	Счетчик	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000552-14-02-005-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11	17 160,00		4 406,73	1 334,38
142769996 ф.10-22-Г	Счетчик	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000552-14-02-007-75-75 Счетчик э/э	11.2023	22 901,11	17 160,00		4 406,73	1 334,38
142758864 ПУ ф10-16-Т	Замена	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000570-14-01-001-75-75 Счетчик э/э	09.2023	21 978,09	15 225,83		5 294,36	1 457,90
142758879 ПУ ф10-24Б	Замена	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000570-14-01-005-75-75 Счетчик э/э	09.2023	21 978,09	15 225,83		5 294,36	1 457,90
142758867 ПУ ф10-19М3	Замена	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000570-14-01-007-75-75 Счетчик э/э	09.2023	21 978,09	15 225,83		5 294,36	1 457,90
142758877 ПУ ф10-21М4	Замена	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000570-14-01-008-75-75 Счетчик э/э	09.2023	21 978,09	15 225,83		5 294,36	1 457,90
142759061 ПУ ф10-25-Э	Замена	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000570-14-01-010-75-75 Счетчик э/э	09.2023	21 978,09	15 225,83		5 294,36	1 457,90
142758866 ПУ ф10-3-Э	Замена	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000570-14-02-001-75-75 Счетчик э/э	09.2023	21 978,09	15 225,83		5 294,36	1 457,90

Заказ	Вид заказа	Расположение, технический объект	Вид технич. объекта	Техническое место	Месяц выполнения работ	Всего затрат факт, руб.	Подряд, руб.	Матери-алы, руб.	ГСМ, руб.	ФОТ, руб.	Страх. взносы, руб.
142758795 Замена ПУ ф10-7-М10	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000570-14-02-002-75-75 Счетчик э/э	09.2023	21 978,09		15 225,83		5 294,36	1 457,90
142758797 Замена ПУ ф10-6-М6	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000570-14-02-006-75-75 Счетчик э/э	09.2023	21 978,09		15 225,83		5 294,36	1 457,90
142758799 Замена ПУ ф10-12-Э	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	PS110-000570-14-02-009-75-75 Счетчик э/э	09.2023	21 978,09		15 225,83		5 294,36	1 457,90
142767196 ПС Замена ПУ ф.10-17-С	PMRH Ремонт хоз.способом	4230 Южные э/с	2024 Счетчики э/э	RP010-0000211-14-02-04-75-75 Счетчик э/э	04.2023	21 721,58		15 225,83		5 107,93	1 387,82
ИТОГО						4 287 051,62	2 814 245,06	1164247,35	25 975,15	218935,52	63 645,85

Заключение об обоснованности расходов филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС», понесенных в 2023 году для компенсации расходов на оплату потерь электроэнергии в сетях АО УК «Кузбассразрезуголь»

В соответствии с пунктом 6 Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденных постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861, в случае если объекты электросетевого хозяйства, с использованием которых осуществляется переток электрической энергии, присоединены к электрическим сетям двух и более территориальных сетевых организаций, расходы на приобретение электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в объеме технологических потерь электрической энергии, возникших в таких объектах электросетевого хозяйства, подлежат компенсации каждой территориальной сетевой организацией пропорционально отпущенному объему электрической энергии в объекты электросетевого хозяйства, с использованием которых осуществляется переток электрической энергии.

Филиал ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» обратился в Региональную энергетическую комиссию Кузбасса (далее - РЭК Кузбасса) с заявлением на компенсацию расходов, понесенных в 2023 году в размере 63 797,20 руб. без НДС, на оплату потерь электроэнергии в сетях АО УК «Кузбассразрезуголь», которое не является регулируемой организацией, но несет расходы на оплату потерь электроэнергии при ее передаче по своим сетям.

Для обоснования вышеуказанных расходов филиал ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» представил следующие документы:

- заявление АО УК «Кузбассразрезуголь» в адрес филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» на компенсацию расходов в размере 63 797,20 руб. без НДС на оплату потерь электроэнергии в сетях АО УК «Кузбассразрезуголь»;
- расчет АО УК «Кузбассразрезуголь» размера расходов на приобретение в 2023 году электроэнергии в целях компенсации потерь;
- расчет среднего тарифа на услуги по передаче электроэнергии на 2023 год по уровням напряжения;
- справки АО УК «Кузбассразрезуголь» о балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства;
- акты об осуществлении технологического присоединения;
- акты разграничения балансовой принадлежности;
- структуры технологических потерь электроэнергии в 2023 году по электросетевым объектам АО УК «Кузбассразрезуголь»;
- счет-фактуры на покупку электроэнергии в 2023 году в целях компенсации потерь;
- акты о количестве и стоимости электроэнергии, приобретенной в 2023 году в целях компенсации потерь;
- акты об оказании услуги по передаче электроэнергии в 2023 году;
- однолинейные схемы электроснабжения АО УК «Кузбассразрезуголь»;
- копия договора купли-продажи (поставки) электроэнергии.

Экспертная группа, рассмотрев перечисленные выше документы, считают расходы адрес филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС», понесенные компанией в 2023 году для компенсации потерь электроэнергии в сетях АО УК «Кузбассразрезуголь», экономически обоснованными и предлагают учесть их в размере 63 797,20 руб. без НДС при определении необходимой валовой выручки филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» на 2025 год.

Комплексный анализ размера экономии средств на оплату потерь ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС», предназначенных для компенсации потерь электрической энергии за 2023 год

В соответствии с пунктом 34(1) Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 (далее – Основы ценообразования): 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, учитывается в составе необходимой валовой выручки в течение 10 лет с начала периода регулирования, следующего за периодом, в котором указанная экономия была достигнута, при условии, что такие мероприятия не финансировались и не будут финансироваться за счет бюджетных средств.

ПАО «Россети Сибирь»-«Кузбассэнерго - РЭС» обратилось в Региональную энергетическую комиссию Кузбасса с просьбой учесть экономию расходов на покупку потерь за 2023 год в ИВВ на 2025 год (в части оказания услуг по передаче электроэнергии).

Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной сетевой организацией в соответствии с пунктом 34(1) Основ ценообразования ($\Delta \Pi_j$) определяется в течение периода регулирования для года j исходя из данных за год, относящийся к долгосрочному периоду регулирования, который наступил позднее долгосрочного периода регулирования, в который входит 2019 год, и рассчитывается по формуле:

$$\Delta \Pi_j = \Delta \Pi_j' + \Delta \Pi_{j-2} \quad (1)$$

где:

$\Delta \Pi_j'$ - размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в предыдущем долгосрочном периоде регулирования, подлежащий включению в необходимую валовую выручку сетевой организации до истечения 10 лет с начала периода регулирования, следующего за периодом, в котором указанная экономия была достигнута;

$\Delta \Pi_{j-2}$ - размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в году $j-2$, подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации.

Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в предыдущем долгосрочном периоде регулирования, подлежащий включению в необходимую валовую выручку сетевой организации до истечения 10 лет с начала периода регулирования, следующего за периодом, в котором указанная экономия была достигнута ($\Delta \text{ЭП}_j$) определяется по формуле:

$$\Delta \text{ЭП}_j = \max (0; N - N_{j \text{ уст}}) \times W_{\text{ос}j} \times \text{ЦП}_j \quad (2)$$

где:

N - максимальное значение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям из значений уровня потерь электрической энергии, являющихся долгосрочными параметрами регулирования, определенными в соответствии с пунктом 40(1) настоящего документа для долгосрочного периода регулирования, к которому относится 2019 год, и следующих за ним долгосрочных периодов регулирования, но не ранее долгосрочного периода регулирования, к которому относится год, предшествующий на 10 лет году j , за который определяется экономия;

$N_{j \text{ уст}}$ - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, являющийся долгосрочным параметром регулирования сетевой организации, определенный в соответствии с пунктом 40(1) настоящего документа в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года j ;

$W_{\text{ос}j}$ - прогнозная величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году j (тыс. кВт ч);

ЦП_j - прогнозная средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определяемая в соответствии с пунктом 81 настоящего документа (руб./кВт ч).

Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в году $j-2$, подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации ($\Delta \text{ЭП}_{j-2}$) определяется по формуле:

$$\Delta \text{ЭП}_{j-2} = \max (0; N_{j-2 \text{ уст}} \times W_{\text{ос}j-2} - \text{Пф}_{j-2}) \times \text{ЦП}_{j-2} \quad (3)$$

где:

$N_{j-2 \text{ уст}}$ - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, являющийся долгосрочным параметром регулирования сетевой организации, определенный в соответствии с пунктом 40(1) настоящего документа в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года $j-2$;

$W_{\text{ос}j-2}$ - фактическая величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году $j-2$ (тыс. кВт ч);

Пф_{j-2} - величина фактических потерь электрической энергии в сетях сетевой организации в году $j-2$ (тыс. кВт ч);

ЦП_{j-2} - фактически сложившаяся за год $j-2$ средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям (руб./кВтч).

Таблица 42

Размер экономии расходов ИАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» на оплату потерь электрической энергии, подлежащей включению в НВВ 2025 год

Показатели	Усл. обозн.	ед.изм.	на 2025 г.
Максимальное значение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	N	%	4,29
Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный РЭК на долгосрочный период регулирования для года $j-2$	$N_{j-2 \text{ уст}}$	%	4,29
Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный РЭК на долгосрочный период регулирования для года j	$N_{j \text{ уст}}$	%	3,73%
Фактическая величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации	$W_{\text{осж-2}}$	млн. кВтч	14 740,7
Прогнозная величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году j	$W_{\text{осж}}$	млн. кВтч	14 740,7
Величина фактических потерь электрической энергии в сетях сетевой организации	$\Pi_{\text{фj-2}}$	млн. кВтч	564,5
Фактически сложившаяся средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	ЦП_{j-2}	руб./МВтч.	3 000,28
Прогнозная средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, определяемая в соответствии с пунктом 81 ПП РФ № 1178	ЦП_j	руб./МВт.ч.	3 723,74
Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в году $j-2$, подлежащий сохранению в НВВ ТСО	$\Delta \text{ЭП}_{j-2}$	тыс. руб.	203 652,0
Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в предыдущем долгосрочном периоде регулирования, подлежащий включению в НВВ ТСО до истечения 10 лет с начала периода регулирования, следующего за периодом, в котором указанная экономия была достигнута	$\Delta \text{ЭП}_j'$	тыс. руб.	307 325,9
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)-34(3) Основ ценообразования	$\Delta \text{ЭП}_j$	тыс. руб.	510 977,9

Уровень потерь электроэнергии, используемый в расчете, соответствует нормативу потерь электроэнергии, установленному РЭК Кузбасса. Величина фактических потерь электрической энергии в сетях организации и фактически сложившаяся средневзвешенная цена покупки электрической энергии за 2023 год подтверждается актами оказания услуг, реестр которых приведен ниже:

**Стоимость электроэнергии, приобретенной ПАО «Россети Сибирь» -
«Кузбассэнерго - РЭС» для компенсации фактических потерь электроэнергии
за 2023 год.**

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирова ния тарифов на 2024 г.	основание (обоснова вающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов						
			Контрагент	Предмет договора (наимено вание работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Объем, млн кВтч	Тариф, руб./тыс. кВтч	Сумма по с- ф, расчету (без НДС)
1	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь		ПАО "Кузбассэнерго- осбыт"			2023	563,97		1 691 532,27
1.1	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет - фактура	ПАО "Кузбассэнерго- осбыт"	Приобретение электроэнергии в целях компенсации потерь	31.01.2023 № 23937/604	январь	63,90	3 048,92	194 824,87
1.2	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	акт приема- передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнерго- осбыт"		31.01.2023 № 23937/604	январь	63,90	3 048,92	194 824,87
1.3	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	протокол разногласий	ПАО "Кузбассэнерго- осбыт"		от 31.01.2023	январь	63,90	3 048,92	194 824,87
1.4	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	Протокол урегулиро вания разногласий	ПАО "Кузбассэнерго- осбыт"		от 25.05.2023	январь	0,03	2 981,60	99,48
1.5	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет - фактура	ПАО "Кузбассэнерго- осбыт"		28.02.2023 № 32455/604	февраль	52,20	3 530,38	184 297,32
1.6	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	акт приема- передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнерго- осбыт"		28.02.2023 № 32455/604	февраль	52,20	3 530,38	184 297,32

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2024 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет-фактур, расчетов						
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета-фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Объем, млн кВтч	Тариф, руб./тыс. кВтч	Сумма по с-ф, расчету (без НДС)
1.7	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	протокол разногласий	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		от 28.02.2023	февраль	52,20	3 530,38	184 297,32
1.8	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	Корректировочный счет-фактура	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		31.05.2023 № 119512/604	февраль	52,20	3 530,38	184 297,32
1.9	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	Корректировочный акт приема-передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		31.05.2023 № 119512/604	февраль	52,20	3 530,38	184 297,32
1.10.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	протокол разногласий	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		от 31.05.2023	февраль	52,20	3 530,38	184 297,32
1.11.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	Протокол урегулирования разногласий	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		от 14.06.2023	февраль	0,60	3 530,38	2 133,94
1.12.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	Протокол урегулирования разногласий	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		от 29.12.2023	февраль	0,55	3 530,38	1 926,44
1.13.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет-фактура	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		31.03.2023 № 82701/604	март	55,99	3 094,89	173 289,50
1.14.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	акт приема-передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		31.03.2023 № 82701/604	март	55,99	3 094,89	173 289,50

Данные договоров, счет -фактур, расчетов

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2024 г.	основание (обосновывающий материал)	Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Объем, млн кВтч	Тариф, руб./тыс. кВтч	Сумма по с-ф, расчету (без НДС)
1.1 5.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	протокол разногласий	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		31.03.2023	март	55,99	3 094,89	173 289,50
1.1 6.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	Корректировочный счет - фактура	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		31.05.2023 № 119513/604	март	55,99	3 094,89	173 289,50
1.1 7.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	Корректировочный акт приема-передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		31.05.2023 № 82701/604	март	55,99	3 094,89	173 289,50
1.1 8.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет - фактура	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		30.04.2023 № 93144/604	апрель	41,35	3 043,32	125 826,93
1.1 9.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	акт приема-передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		30.04.2023 № 93144/604	апрель	41,35	3 043,32	125 826,93
1.2 0.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет - фактура	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		31.05.2023 № 120606/604	май	40,46	2 897,12	117 217,10
1.2 1.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	акт приема-передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		31.05.2023 № 120606/604	май	34,79	2 775,26	96 563,51
1.2 2.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет - фактура	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		30.06.2023 № 149782/604	июнь	28,26	2 856,67	80 716,02

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2024 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов						
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Объем, млн кВтч	Тариф, руб./тыс. кВтч	Сумма по с-ф, расчету (без НДС)
1.2 3.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	акт приема-передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнергосбыт"		30.06.2023 № 149782/604	июнь	28,26	2 856,67	80 716,02
1.2 4.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет - фактура	ПАО "Кузбассэнергосбыт"		31.07.2023 № 180279/604	июль	35,61	2 742,54	97 651,84
1.2 5.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	акт приема-передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнергосбыт"		31.07.2023 № 180279/604	июль	35,61	2 742,54	97 651,84
1.2 6.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет - фактура	ПАО "Кузбассэнергосбыт"		31.08.2023 № 208705/604	август	37,21	2 559,64	95 247,74
1.2 7.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	акт приема-передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнергосбыт"		31.08.2023 № 208705/604	август	37,21	2 559,64	95 247,74
1.2 8.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет - фактура	ПАО "Кузбассэнергосбыт"		30.09.2023 № 238700/604	сентябрь	39,53	3 134,70	123 923,44
1.2 9.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	акт приема-передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнергосбыт"		30.09.2023 № 238700/604	сентябрь	39,53	3 134,70	123 923,44
1.3 0.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет - фактура	ПАО "Кузбассэнергосбыт"		31.10.2023 № 268221/604	октябрь	51,30	2 766,87	141 949,49
1.3 1.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	акт приема-передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнергосбыт"		31.10.2023 № 268221/604	октябрь	51,30	2 766,87	141 949,49

Данные договоров, счет -фактур, расчетов									
№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2024 г.	основание (обосновывающий материал)	Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Объем, млн кВтч	Тариф, руб./тыс. кВтч	Сумма по с-ф, расчету (без НДС)
1.3 2.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет - фактура	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		30.11.2023 № 298588/604	ноябрь	48,57	3 105,35	150 840,09
1.3 3.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	акт присма-передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		30.11.2023 № 298588/604	ноябрь	48,57	3 105,35	150 840,09
1.3 4.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет - фактура	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		31.12.2023 № 325574/604	декабрь	68,41	2 946,96	201 588,08
1.3 5.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	акт присма-передачи электрической энергии	ПАО "Кузбассэнерго-осбыт"		31.12.2023 № 325574/604	декабрь	68,41	2 946,96	201 588,08
2.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	Акт присма-передачи	ООО "Металлэнерго финанс"			2023	0,53		2 125,25
2.1	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет - фактура	ООО "Металлэнерго финанс"	Приобретение эл.энергии в целях компенсации потерь	31.01.2023 № 710/Н	январь	0,03	3 937,82	104,32
2.2	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	Акт присма-передачи	ООО "Металлэнерго финанс"		31.01.2023 № 710/Н	январь	0,03	3 937,82	104,32
2.3	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	УПД	ООО "Металлэнерго финанс"		28.02.2023 № 1480/Н	февраль	0,02	4 242,72	96,73
2.4	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	УПД	ООО "Металлэнерго финанс"		31.03.2023 № 2304/Н	март	0,03	3 992,71	133,56

Данные договоров, счет-фактур, расчетов									
№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2024 г.	основание (обосновывающий материал)	Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Объем, млн кВтч	Тариф, руб./тыс. кВтч	Сумма по с-ф, расчету (без НДС)
2.5	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	УПД	ООО "Металлэнергофинанс"		30.04.2023 № 3101/Н	апрель	0,05	4 117,57	200,97
2.6	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	УПД	ООО "Металлэнергофинанс"		31.05.2023 № 3933/Н	май	0,06	4 041,44	235,02
2.7	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	УПД	ООО "Металлэнергофинанс"		30.06.2023 № 5010/Н	июнь	0,05	3 732,69	178,64
2.8	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет-фактура	ООО "Металлэнергофинанс"		31.07.2023 № 5776/Н	июль	0,05	3 958,80	182,88
2.9	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	Акт присма-передачи	ООО "Металлэнергофинанс"		31.07.2023 № 5776/Н	июль	0,05	3 958,80	182,88
2.10.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	УПД	ООО "Металлэнергофинанс"		31.08.2023 № 6306/Н	август	0,05	3 879,57	179,39
2.11.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	УПД	ООО "Металлэнергофинанс"		30.09.2023 № 7331/Н	сентябрь	0,05	4 223,53	194,08
2.12.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	УПД	ООО "Металлэнергофинанс"		31.10.2023 № 8249/Н	октябрь	0,05	4 096,73	223,59
2.13.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	УПД	ООО "Металлэнергофинанс"		30.11.2023 № 9044/Н	ноябрь	0,05	4 120,29	209,70

№ п/п	Статья (подстатья) сметы затрат, по которой заявлены затраты для формирования тарифов на 2024 г.	основание (обосновывающий материал)	Данные договоров, счет -фактур, расчетов						
			Контрагент	Предмет договора (наименование работ, услуг для счета - фактуры, расчета)	Дата, №	Срок действия	Объем, млн кВтч	Тариф, руб./тыс. кВтч	Сумма по с-ф, расчету (без НДС)
2.1 4.	1.2.2.2.3. Покупная электроэнергия на компенсацию потерь	счет - фактура	ООО "Металлэнерго финанс"		31.12.2023 № 9884/Н	декабрь	0,05	4 092,47	186,36
3.	ИТОГО:						564,50	3 000,28	1 693 657,51

Снижение фактических потерь электроэнергии за 2023 год относительно плановых потерь электроэнергии на 2023 год подтверждается отчетом о выполнении программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» за 2023 год (приложения №№ 1 – 3).

Согласно п. 11 методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, утвержденных приказом ФСТ России от 17 февраля 2012 года № 98-э, доля d_i экономии 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 $\Delta \text{ЭП}_i$, которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяется регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1.

В связи с отсутствием методики по определению величины доли d_i экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, эксперты считают возможным принять величину доли d_i равной 1.

**Анализ достижения целевых показателей программы энергосбережения
и повышения энергетической эффективности за 2023 год**

Целевые показатели	ед. изм.	Плановые значения целевых показателей		Фактические значения целевых показателей	
		2023	2023	абс	2023
Отпуск электрической энергии в сеть (отпуск из сети), всего, в т.ч. по уровням напряжения:	млн. кВт.ч	14167,24	14740,72	573,48	4,05
Потери электрической энергии	млн. кВт.ч	549,80	564,50	14,70	2,67
	млн. руб. без НДС	1972,42	1693,66	-278,76	14,13
	% от отпуска в сеть	3,88	3,83	-0,05	-1,32
Расход на собственные нужды подстанций	млн. кВт.ч	25,22	25,15	-0,06	-0,24
	% от потерь электроэнергии	4,59	4,46	-0,13	-2,84
Расход энергетических ресурсов на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения, всего, в т.ч.:	млн. руб. без НДС	59,76	67,80	8,04	13,46
	тыс. т.у.т.	3,26	3,15	-0,12	-3,64
электрическая энергия	млн. кВт.ч	14,74	14,37	-0,36	-2,47
	млн. руб. без НДС	44,83	48,79	3,96	8,84
тепловая энергия (системы отопления зданий)	Гкал	10468,39	9942,49	-525,90	-5,02
	тыс. т.у.т.	1,50	1,42	-0,08	-5,02
	млн. руб. без НДС	14,94	19,02	4,08	27,32
	Гкал/м³	0,025	0,027	0,00	4,02
Расход природных ресурсов на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения, всего, в т.ч.:	млн. руб. без НДС	1,32	1,19	-0,12	-9,38
	тыс. м³	31,94	26,33	-5,61	17,56
водоснабжение горячее	тыс. м³	5,43	4,74	-0,69	12,69
	млн. руб. без НДС	0,41	0,27	-0,14	33,34
водоснабжение холодное	тыс. м³	26,51	21,59	-4,92	18,56
	млн. руб. без НДС	0,90	0,92	0,01	1,54
Расход моторного топлива автотранспортом и спецтехникой, всего, в т.ч.:	тыс. л.	1928,08	1568,16	-359,92	18,67
	тыс. т.у.т.	2,28	1,87	-0,41	17,83

Целевые показатели	ед. изм.	Плановые значения целевых показателей		Фактические значения целевых показателей	
		2023	2023	абс	2023
	млн. руб. без НДС	75,04	68,49	-6,55	-8,73
Доля использования осветительных устройств с использованием светодиодов в общем объеме используемых осветительных устройств	%	96,80	96,95	0,15	0,15
Общий объем используемых осветительных устройств (светильники)	шт.	9074	9475	401,00	4,42
Количество осветительных устройств с использованием светодиодов	шт.	8788	9186	398,00	4,53

Таблица 45

Стоимость реализации Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности

Целевая программа	План 2023	Факт 2023	откл.	
			абс.	%
Итого по Программе	442,75	216,1	-226,65	-51,19
<i>Мероприятия по снижению потерь электрической энергии</i>	1,18	42,41	41,23	>100
Организационные мероприятия	0,05	0,05	0	0
Технические мероприятия	0	39,41	39,41	100
Мероприятия, направленные на снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций	1,13	2,95	1,82	161
Мероприятия с сопутствующим эффектом	440,56	147,08	-293,48	-66,61
<i>Мероприятия, направленные на снижение расхода энергетических ресурсов и воды на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения</i>	1,02	1,7	0,68	66,66
Организационные мероприятия	0	0	0	0
Технические мероприятия	1,02	1,7	0,68	66,66
<i>Мероприятия, направленные на снижение расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой</i>	0	24,91	24,91	100
Организационные мероприятия	0	0,004	0,004	100
Технические мероприятия	0	24,9	24,9	100

**Эффект от реализации программы энергосбережения и повышения
энергетической эффективности**

Целевая программа	План 2023	Факт 2023	откл.	
			абс.	
Итого по Программе	5,22	16,13	10,91	>100
Мероприятия по снижению потерь электрической энергии	3,60	14,58	10,98	>100
Организационные мероприятия	0,03	9,81		>100
Технические мероприятия	0	0	0	0
Мероприятия, направленные на снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций	3,57	3,79	0,22	6,16
Мероприятия с сопутствующим эффектом	0	0,99	0,99	100
Мероприятия, направленные на снижение расхода энергетических ресурсов и воды на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения	1,61	1,52	-0,09	-5,59
Организационные мероприятия	1,29	1,37	0,08	6,20
Технические мероприятия	0,32	0,16	-0,16	-50
Мероприятия, направленные на снижение расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой	0,02	0,02	0	0
Организационные мероприятия	0,02	0,02	0	0
Технические мероприятия	0	0	0,00	0

Расходы (НВВ) на оплату потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям

В соответствии с положениями пункта 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 ценовых зон оптового рынка:

на основании прогнозных рыночных цен на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемых по субъектам Российской Федерации с учетом официально опубликованных советом рынка данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию, цен на электрическую энергию (мощность), установленных для квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии или торфа, и информации об основных макроэкономических показателях прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, одобренного Правительством Российской Федерации на расчетный период регулирования;

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.

Покупка электрической энергии в целях компенсации потерь по регулируемым ценам (тарифам), установленным в отношении квалифицированных генерирующих объектов, в объемах производства электрической энергии на основе использования возобновляемых источников энергии или торфа на квалифицированных генерирующих объектах, определенных в погашенных сертификатах, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии или торфа квалифицированных генерирующих объектах, полученных в установленном порядке от совета рынка, предприятием не осуществлялась.

Также, Основами ценообразования № 1178 предусмотрено, что исполнительные органы субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов субъектов Российской Федерации при определении стоимости нормативных потерь, включаемых в тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям учитывают объемы фактической покупки в период с 1 ноября предыдущего года по 31 октября текущего года включительно

территориальными сетевыми организациями электрической энергии для целей компенсации потерь по регулируемым ценам (тарифам), установленным в отношении квалифицированных генерирующих объектов, в объемах продажи электрической энергии (мощности), произведенной на квалифицированных генерирующих объектах, соответствующим территориальным сетевым организациям, содержащиеся в полученных сетевыми организациями в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии от гарантирующего поставщика документах, содержащих информацию об определенных объемах продажи электрической энергии (мощности) сетевым организациям за расчетный период, произведенной на квалифицированных генерирующих объектах.

Таким образом, первый расчет с учетом, положений абзац 14 Основ ценообразования № 1178

Расчёт цены на покупку потерь электрической энергии произведён на основании следующих данных:

1. тариф на услуги коммерческого оператора АО «АТС» на 1 полугодие 2025 года в размере 1,962 руб./МВт.ч., на 2 полугодие 2,076 руб./МВт.ч, с учетом приказа ФАС России от 22.12.2023 № 1038/22.

2. тариф на услуги СО «ЕЭС» на 1 полугодие 2025 года в размере 2,378 руб./МВт.ч. и на 2 полугодие в размере 2,539 руб./МВт.ч., с учетом приказа ФАС России от 22.12.2023 №1039/23.

3. тариф на услуги АО «ЦФР» на 1 полугодие 2025 года в размере 0,471 руб./МВт.ч., на 2 полугодии в размере 0,498 руб./МВт.ч., с учетом протокола от 24.05.2024 г. № 10/2024, заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка», ИПЦ (5,8%).

4. стоимость мощности и электрической энергии определены в соответствии с Прогнозом свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (мощность) по субъектам Российской Федерации на 2025 год и исходными данными для построения прогнозов Ассоциации «НП Совет рынка» (прогноз от 28.11.2024г.):

- цена на мощность за 1 МВт пикового потребления принята для расчета на 1 полугодие в размере 862 623 руб./МВт, на 2 полугодие 824 740 руб./МВт.,

- цена на электрическую энергию на 1 полугодие 2025 года составила 1 677 руб./МВт.ч., на 2 полугодие 2025 года составила 1 892 руб. /МВт.ч.;

5. объёмы электроэнергии и мощности учтены в соответствии утвержденным приказом ФАС России от 31 октября 2023 года № 720/24-ДСП сводного прогнозного баланса составили:

Объем электроэнергии на 2025 год составил, в том числе:

- на 1 полугодие в размере 704,44 тыс. МВт.ч
- на 2 полугодие в размере 729,70 тыс. МВт.ч

Объем мощности на 2025 год составил:

- на 1 полугодие в размере 241,43 МВт.
- на 2 полугодие в размере 248,88 МВт.

В регионе действуют два гарантирующих поставщика: ПАО «Кузбассэнергосбыт» (ИНН 4205109214) и ООО «Металлэнергофинанс» (ИНН 4217039402). Для расчета приняты сбытовые надбавки в соответствии с постановлением РЭК Кузбасса:

- по ООО «Металлэнергофинанс» в размере на 2025 год: 1 полугодие 426,9 руб./МВт.ч., 2 полугодие 426,9 руб./МВт.ч;

- по ПАО «Кузбассэнергосбыт» в размере на 2025 года: 1 полугодие 1 175,10 руб./МВт.ч., 2 полугодие 1 175,10 руб./МВт.ч.

Расчет стоимости покупки потерь на 2025 год представлен в таблице 47

Таблица 47

Расчет стоимости покупки потерь на 2025 год

2025 год	ед.изм.	1 полугодие	2 полугодие	год	Пояснения
тариф на услуги коммерческого оператора АО «АТС»	руб/ МВт*ч	1,962	2,076		Приказ ФАС России от 22.12.2023 № 1038/23
тариф на услуги СО «ЕЭС»	руб/ МВт*ч	2,378	2,539		Приказ ФАС России от 22.12.2023 № 1039/23
тариф на услуги АО «ЦФР»	руб/ МВт*ч	0,471	0,498	* ИПЦ 1,058	(Протокол от 24 мая 2024 года № 10/2024 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка»).
цена ЭМ	руб/ МВт	862 623	824 740		Прогноз свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (мощность) по субъектам Российской Федерации на 2024 год и исходными данными для построения прогнозов Ассоциации «НП Совет рынка» от 28.11.2024
цена ЭЭ	руб/ МВт*ч	1 677	1 892		
НП СОВЕТ РЫНКА					
цена ЭМ	руб/ МВт	862 623	824 740		на 28.11.2024 на 2023 год НА Совет рынка
цена ЭЭ	руб/ МВт*ч	1 677	1 892		на 28.11.2024 на 2023 год НА Совет рынка
сбытовая надбавка	руб/ МВт*ч	426,90	426,90	2687,66	установлена РЭК Кузбасса сбытовая надбавка

2025 год	ед.изм.	1 полугодие	2 полугодие	год	Пояснения
объем ЭМ (сводный прогнозный баланс)	МВт	241,43	248,88	245,15	
объем ЭЭ (сводный прогнозный баланс)	млн.кМВ т*ч тыс.МВт *ч	704,44	729,70	1 434,14	
Стоимость ЭМ	тыс.руб.	1 249 566,81	1 231 544,99	2 481 111,80	
Стоимость ЭЭ	тыс.руб.	1 485 458,20	1 695 832,19	3 181 290,39	
ИТОГО	тыс.руб.	2 735 025,01	2 927 377,18	5 662 402,19	
Тариф потерь расчетный на 2025 год	руб/ МВт*ч	3 882,56	4 011,75	3 948,29	расчет произведен в соответствии с абз 14 Основ ценообразования № 1178
Тариф потерь на 2025 год	руб/ МВт*ч	3 124,10	3 305,30		расчет произведен в соответствии с абз 19 Основ ценообразования № 1178
Тариф покупки в соответствии с предельными ФАС России	руб/ МВт*ч	3 501,49	4 000,72		Приказ ФАС России 766/24 от 24.10.2024 года

Таким образом, стоимость электроэнергии, приобретаемой в целях компенсации потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям с учетом сбытовой надбавки составила:

на 1 полугодие:

$862\,623 \text{ руб./МВт.} * 241,43 \text{ МВт.} * 6 \text{ мес./1000} + 704,44 \text{ тыс. МВт.ч} * (426,90 \text{ руб./МВт.ч} + 1\,677 \text{ руб./МВт.ч} + 0,471 \text{ руб./МВт.ч} + 2,378 \text{ руб./МВт.ч} + 1,962 \text{ руб./МВт.ч}) = 2\,735\,025,01 \text{ тыс. руб.}$

Средняя цена покупки для всех сетевых организаций на 1 полугодие составит:
 $2\,735\,025,01 \text{ тыс. руб.} / 704,44 \text{ тыс. МВт.ч} = 3\,882,56 \text{ руб./МВт.ч.}$

Стоимость электроэнергии, приобретаемой в целях компенсации потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям с учетом сбытовой надбавки составила:

на 2 полугодие:

$824\,740 \text{ руб./МВт.} * 248,88 \text{ МВт.} * 6 \text{ мес./1000} + 729,70 \text{ тыс. МВт.ч} * (426,90 \text{ руб./МВт.ч} + 1\,892 \text{ руб./МВт.ч} + 0,498 \text{ руб./МВт.ч} + 2,539 \text{ руб./МВт.ч} + 2,076 \text{ руб./МВт.ч}) = 2\,927\,377,18 \text{ тыс. руб.}$

Средняя цена покупки для всех сетевых организаций на 2 полугодие составит:
 $2\,927\,377,18 \text{ тыс. руб.} / 729,70 \text{ тыс. МВт.ч} = 4\,011,75 \text{ руб./МВт.ч.}$

В соответствии с абзацем 14 пункта 81 Основ ценообразования № 1178 Расчет расходов на оплату покупки потерь составит (таблица 48).

Таблица 48

**Расчет расходов на оплату покупки потерь на 2025 год, в соответствии с
абзацем 14 пункта 81 Основ ценообразования № 1178**

№ п/п	Наименование	2025 1 полугодие	2025 2 полугодие	2025	цена покупки абзац 14 пункт 81 Основ ценообразования № 1178		1 полугодие	2 полугодие	год
		тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч	руб/мВт*ч	руб/мВт*ч	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
1	ООО «Горэлектросеть» (ИНН 4217127144)	58,266	64,231	122,498	3882,56	4011,75	226 222,67	257 679,43	483 902,09
2	ООО «ЕвразЭнергоТранс» (ИНН 4217084532)	19,328	19,645	38,972	4630,76	4759,95	89 500,97	93 508,84	183 009,81
3	ОАО «КузбассЭлектро» (ИНН 4202002174)	6,542	6,837	13,379	3882,56	4011,75	25 398,53	27 427,57	52 826,09
4	ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ИНН 4205109750)	102,374	99,989	202,363	3882,56	4011,75	397 473,36	401 131,75	798 605,11
5	ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527)	331,017	329,301	660,318	3882,56	4011,75	1 285 191,34	1 321 075,27	2 606 266,61
6	АО «Оборонэнерго» (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	0,865	0,787	1,651	3882,56	4011,75	3 356,86	3 155,65	6 512,51
7	ООО «ОЭСК» (ИНН 4223052779)	7,127	6,900	14,027	3882,56	4011,75	27 670,21	27 679,90	55 350,12
8	ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению- СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	9,883	9,417	19,299	3882,56	4011,75	38 370,15	37 777,49	76 147,65
9	ООО ХК «СДС- Энерго» (ИНН 4250003450)	11,513	10,745	22,258	3882,56	4011,75	44 699,11	43 105,50	87 804,61
10	ОАО «Северо- Кузбасская энергетическая компания» (ИНН 4205153492)	113,776	138,681	252,458	3882,56	4011,75	441 743,06	556 355,77	998 098,84
11	АО «Электросеть» (ИНН 7714734225)	26,807	26,100	52,907	3882,56	4011,75	104 078,19	104 707,29	208 785,47
12	ООО «ЭнергоПаритет» (ИНН 4205262491)	16,943	17,068	34,010	3882,56	4011,75	65 781,40	68 471,03	134 252,43

№ п/п	Наименование	2025 1 полугодие	2025 2 полугодие	2025	цена покупки абзац 14 пункт 81 Основ ценообразования № 1178		1 полугодие	2 полугодие	год
		тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч		руб/мВт*ч	руб/мВт*ч	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
	ВСЕГО	704,44	729,70	1 434,14			2 749 485,85	2 942 075,49	5 691 561,34

Также регулирующим органом произведен анализ фактической цены покупки потерь, в соответствии с абзацем 19 Основ ценообразования № 1178.

Данные взяты с сайта гарантирующего поставщика ПАО «Кузбассэнергосбыт» (таблица 49 __), (рисунок 1,2,3) (<https://kuzesc.ru/tariffs-and-prices/nereguliruemye-czenvi>).

Рисунок 1

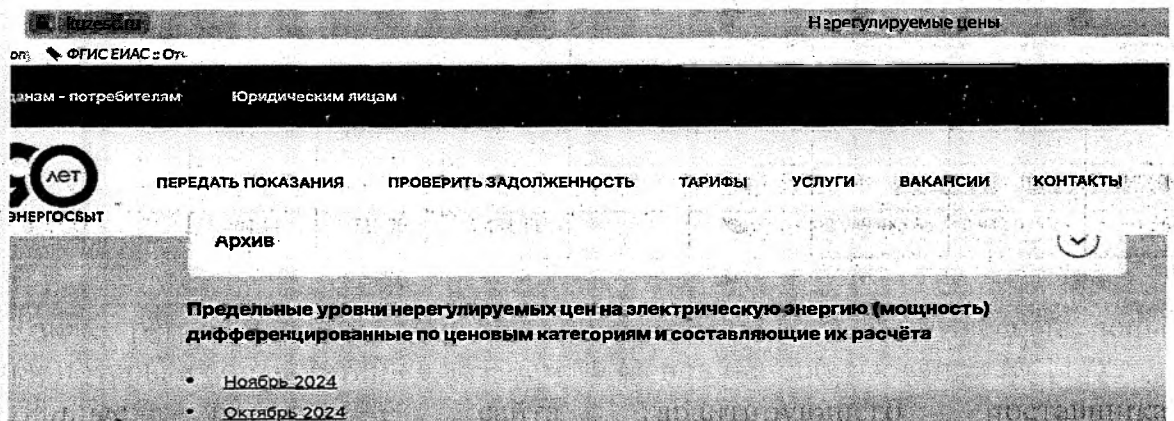


Рисунок 2

Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям (покупателям) ПАО "Кузбассэнергосбыт" в октябре 2024 года				
I. Первая ценовая категория				
(для объемов покупки электрической энергии (мощности), учет которых осуществляется в целом за расчетный период)				
1. Предельный уровень нерегулируемых цен				
1. Предельный уровень нерегулируемых цен (рублей/МВт*ч без НДС)				
Группа потребителей	Уровень напряжения			
	ВН	СН I	СН II	НН
максимальная мощность менее 670 кВт	5 581,74	6 019,68	6 349,47	8 015,96
максимальная мощность от 670 кВт до 10 МВт	5 167,14	5 605,08	5 934,87	7 601,36
максимальная мощность не менее 10 МВт	5 143,24	5 581,18	5 910,97	7 577,46
Потери сетевых организаций в пределах баланса	3 425,01			
Потери сетевых организаций сверх баланса	3 171,91			

Рисунок 3

**Составляющие расчета средневзвешенных нерегулируемых цен, используемых для
расчета предельного уровня нерегулируемых цен первой ценовой категории
ПАО «Кузбассэнергосбыт» в октябре 2024 года**

$$K_{оп.М} = \frac{V_{МП} + V_{МРР} - V_{м2-6} - V_{МНАС}}{V_{э/эМП} + V_{э/эРР} - V_{э/э2-6} - V_{э/эНАС}} = \frac{1123486 + 0 - 255942 - 417860}{708151192 + 0 - 189613275 - 243750000} = 0,00163647661$$

$K_{оп.М}$	Коэффициент оплаты мощности
$V_{МП}$	объем фактического пикового потребления мощности гарантирующего поставщика, купленный на оптовом рынке, кВт
$V_{МРР}$	величина мощности, соответствующей покупке э/э у производителей розничного рынка, в том числе у собственников и иных законных владельцев объектов микрогенерации, кВт
$V_{м2-6}$	объем мощности, потребленной потребителями, рассчитываемыми по 2-6 ценовым категориям, кВт
$V_{МНАС}$	объем мощности населения и приравненных к населению потребителей (по балансу), кВт
$V_{э/эМП}$	фактический объем покупки электрической энергии гарантирующего поставщика, купленный на оптовом рынке, кВт/ч
$V_{э/эРР}$	объем покупки э/э у производителей розничного рынка, в том числе у собственников и иных законных владельцев объектов микрогенерации, кВт/ч
$V_{э/э2-6}$	объем э/э, потребленной потребителями, рассчитываемыми по 2-6 ценовым категориям, кВт/ч
$V_{э/эНАС}$	объем э/э населения и приравненных к населению потребителей (по балансу), кВт/ч

Таблица 49

Расчет фактической цены покупки потерь за 12 месяцев

месяцев	фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком на оптовом рынке, тыс. кВтч	Потери сетевых организаций в пределах баланса руб/МВт.ч	Итого, руб. /МВт.ч
ноябрь 2023	716 599,40	3 105,35	2 225 291 949,90
декабрь 2023	833 968,46	2 946,96	2 457 671 692,88
январь 2024	802 056,75	3 150,51	2 526 887 820,89
февраль 2024	765 029,37	3 245,47	2 482 879 872,70
март 2024	741 262,27	3 038,19	2 252 095 622,17
апрель 2024	668 975,02	3 027,69	2 025 448 969,22
май 2024	633 770,86	2 825,77	1 790 890 683,06
июнь 2024	572 754,04	2 809,54	1 609 175 374,30

месяцев	фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком на оптовом рынке, тыс. кВтч	Потери сетевых организаций в пределах баланса руб/МВт.ч	Итого, руб. /МВт.ч
июль 2024	591 219,71	3 046,85	1 801 357 764,27
август 2024	586 918,02	3 211,43	1 884 846 140,18
сентябрь 2024	648 795,13	3 626,37	2 352 771 184,70
октябрь 2024	708 151,19	3 425,01	2 425 424 914,11
ИТОГО	8 269 500,22	3 124,09956	25 834 741 988,39

Таким образом, цена покупки потерь составит:

1 полугодие: $3\,124,10 \text{ руб/МВт.ч} = \frac{25\,834\,741\,988,39 \text{ руб. /МВт.ч}}{8\,269\,500,22 \text{ тыс. кВтч.}}$

2 полугодие: $3\,305,30 \text{ руб/МВт.ч} = 3\,124,10 * 1,058 \text{ (ИПЦ)}$;

В соответствии с абзацем 19 пункта 81 Основ ценообразования № 1178
Расчет расходов на оплату покупки потерь составит (таблица 50)

**Расчет расходов на оплату покупки потерь на 2025 год, в соответствии с абзац
ценообразования № 1178**

№ п/п	Наименование	2025 1 полугодие	2025 2 полугодие	2025	цена покупки абзац 14 пункт 81 Основ ценообразования № 1178		1 полугодие	2 полугод
		тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч	руб/МВт*ч	руб/МВт*ч	тыс. руб.	тыс. руб
1	ООО «Горэлектросеть» (ИНН 4217127144)	58,266	64,231	122,498	3124,10	3305,30	182030,04	21230
2	ООО «ЕвразЭнергоТранс» (ИНН 4217084532)	19,328	19,645	38,972	2955,85	3127,29	57129,29	6143
3	ОАО «КузбассЭлектро» (ИНН 4202002174)	6,542	6,837	13,379	3124,10	3305,30	20 436,92	22 55
4	ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ИНН 4205109750)	102,374	99,989	202,363	3124,10	3305,30	319 826,88	330 45
5	ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527)	331,017	329,301	660,318	3124,10	3305,30	1 034 129,02	1 088 42
6	АО «Оборонэнерго» (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	0,865	0,787	1,651	3124,10	3305,30	2 701,10	2 55
7	ООО «ОЭСК» (ИНН 4223052779)	7,127	6,900	14,027	3124,10	3305,30	22 264,83	22 80
8	ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению- СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	9,883	9,417	19,299	3124,10	3305,30	30874,54	3112
9	ООО ХК «СДС-Энерго» (ИНН 4250003450)	11,513	10,745	22,258	3124,10	3305,30	35967,13	3551
10	ОАО «Северо-Кузбасская энергетическая компания» (ИНН 4205153492)	113,776	138,681	252,458	3124,10	3305,30	355448,49	45838
11	АО «Электросеть» (ИНН 7714734225)	26,807	26,100	52,907	3124,10	3305,30	83746,50	8626
12	ООО «ЭнергоПаритет» (ИНН 4205262491)	16,943	17,068	34,010	3124,10	3305,30	52 930,99	56 413,49
ВСЕГО		704,44	729,70	1 434,14	3 119,48	3 300,51	2197485,73	2408 378,36

Расчет тарифа на покупку потерь с учетом предельных ФАС России составит:

Расчет ставки на оплату потерь произведен согласно п.50 Методических указаний 20-э/2.

Ставки на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии $T_{\text{ВН}}^{\text{пот}}$, $T_{\text{СН1}}^{\text{пот}}$, $T_{\text{СН2}}^{\text{сод}}$ и $T_{\text{ВН}}^{\text{сод}}$ на соответствующем уровне напряжения определяются следующим образом:

Высокое напряжение 110 кВ и выше

$$T_{\text{ВН}}^{\text{пот}} = \frac{\sum Z_{\text{ВН}}^{\text{пот}}}{\sum (\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{по}} + \mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН1}} + \mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН2}})}, \text{ руб./МВт} \cdot \text{ч} \quad (15.8)$$

Среднее напряжение первого уровня 35 кВ

$$T_{\text{СН1}}^{\text{пот}} = \frac{\sum Z_{\text{СН1}}^{\text{пот}}}{\sum (\mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{по}} + \mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{СН2}} + \mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{ВН}})}, \text{ руб./МВт} \cdot \text{ч} \quad (15.10)$$

$$Z_{\text{СН1}}^{\text{пот}} = (T^{\text{эс}} \times \mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{пот}}) + \Delta Z_{\text{ВН}}^{\text{СН1}}, \text{ тыс. руб.} \quad (15.11)$$

$$\Delta Z_{\text{ВН}}^{\text{СН1}} = T_{\text{ВН}}^{\text{пот}} \times \mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН1}}, \text{ тыс. руб.} \quad (15.12)$$

Среднее напряжение второго уровня 20 - 1 кВ

$$T_{\text{СН2}}^{\text{пот}} = \frac{\sum Z_{\text{СН2}}^{\text{пот}}}{\sum (\mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{по}} + \mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{ВН}})}, \text{ руб./МВт} \cdot \text{ч} \quad (15.13)$$

$$Z_{\text{СН2}}^{\text{пот}} = (T^{\text{эс}} \times \mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{пот}}) + \Delta Z_{\text{ВН}}^{\text{СН2}} + \Delta Z_{\text{СН1}}^{\text{СН2}}, \text{ тыс. руб.} \quad (15.14)$$

$$\Delta Z_{\text{ВН}}^{\text{СН2}} = T_{\text{ВН}}^{\text{пот}} \times \mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН2}}, \text{ тыс. руб.} \quad (15.15)$$

$$\Delta Z_{\text{СН1}}^{\text{СН2}} = T_{\text{СН1}}^{\text{пот}} \times \mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{СН2}}, \text{ тыс. руб.} \quad (15.16)$$

Низкое напряжение 0,4 кВ и ниже

$$T_{\text{ВН}}^{\text{пот}} = \frac{\sum Z_{\text{ВН}}^{\text{пот}}}{\sum \mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{по}}}, \text{ руб./МВт} \cdot \text{ч} \quad (15.17)$$

$$Z_{\text{ВН}}^{\text{пот}} = (T^{\text{эс}} \times \mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{пот}}) + \Delta Z_{\text{СН1}}^{\text{ВН}} + \Delta Z_{\text{СН2}}^{\text{ВН}}, \text{ тыс. руб.} \quad (15.18)$$

$$\Delta Z_{\text{СН1}}^{\text{ВН}} = T_{\text{СН1}}^{\text{пот}} \times \mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{ВН}}, \text{ тыс. руб.} \quad (15.19)$$

$$\Delta Z_{\text{СН2}}^{\text{ВН}} = T_{\text{СН2}}^{\text{пот}} \times \mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{ВН}}, \text{ тыс. руб.}, \quad (15.20)$$

где:

$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{по}}, \mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{по}}, \mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{по}}$ и $\mathcal{E}_{\text{НН}}^{\text{по}}$ - плановый отпуск из сети электроэнергетики потребителям на ВН, СН1, СН2 и НН, млн. кВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{сн1}}, \mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{сн2}}, \mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{сн2}}$ и $\mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{нн}}$ и $\mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{нн}}$ - плановая трансформация электроэнергии из сети более высокого уровня напряжения (нижний индекс) в смежную сеть более низкого уровня напряжения (верхний индекс), МВт;

$\mathcal{Z}_{\text{ВН}}^{\text{пот}}, \mathcal{Z}_{\text{СН1}}^{\text{пот}}, \mathcal{Z}_{\text{СН2}}^{\text{пот}}$ и $\mathcal{Z}_{\text{НН}}^{\text{пот}}$ - расходы на оплату потерь в сетях соответствующего уровня напряжения, ВН, СН1, СН2 и НН, тыс. руб.;

Для расчета использованы данные о расходах сетевых организаций на оплату потерь, определенные в соответствии с п.81 Основ ценообразования (отражены в шаблоне PEREDACHA.M2024, лист Расчет котловых тарифов), и балансовые показатели в соответствии с балансом электрической энергии и мощности, утвержденным ФАС, отражены в шаблоне PEREDACHA.M2024, лист 4. Баланс ээ, а также лист Расчет котловых тарифов.

1 полугодие

Расходы на оплату потерь	Сумма, тыс.руб.
$\mathcal{Z}_{\text{ВН}}^{\text{пот}}$	824 784,24
$\mathcal{Z}_{\text{СН2}}^{\text{пот}}$	162 863,51
$\mathcal{Z}_{\text{СН2}}^{\text{пот}}$	599 464,73
$\mathcal{Z}_{\text{НН}}^{\text{пот}}$	879 476,68

Плановый отпуск из сети, с учетом населения	млн.кВт*ч
$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{по}}$	3521,00
$\mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{по}}$	990,43
$\mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{по}}$	1406,185
$\mathcal{E}_{\text{НН}}^{\text{по}}$	1926,74

Плановая трансформация	МВт
$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{сн1}}$	2357,20
$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{сн2}}$	1830,53
$\mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{сн2}}$	1594,48
$\mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{нн}}$	2,42
$\mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{нн}}$	2118,52

Подставляя значение показателей в формулы, получаем:

$$T_{\text{ВН}}^{\text{пот}} = \frac{824\,784,24}{(3521,00 + 2357,20 + 1830,53)} = 106,99 \text{ (руб./МВтч)}$$

$$T_{\text{СН1}}^{\text{пот}} = \frac{162\,863,51 + 1357,20 * 106,99}{(990,43 + 1594,48 + 2,42)} = 160,42 \text{ (руб./МВтч)}$$

$$T_{\text{СН2}}^{\text{пот}} = \frac{599\,464,73 + 1830,53 * 106,99 + 1594,48 * 160,42}{(1406,18 + 2118,52)} = 298,21 \text{ (руб./МВтч)}$$

$$T_{\text{НН}}^{\text{пот}} = \frac{879\,476,68 + 2,42 * 160,42 + 2118,52 * 298,21}{1926,74} = 961,86 \text{ (руб./МВтч)}$$

2 полугодие

Расходы на оплату потерь	Сумма, тыс.руб.
$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{пот}}$	974 018,03
$\mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{пот}}$	190 762,31
$\mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{пот}}$	710 792,78
$\mathcal{E}_{\text{НН}}^{\text{пот}}$	1 043 755,31

Плановый отпуск из сети, с учетом населения	млн.кВт*ч
$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{по}}$	3 486,87
$\mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{по}}$	989,96
$\mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{по}}$	1330,77
$\mathcal{E}_{\text{НН}}^{\text{по}}$	1868,33

Плановая трансформация	МВт
$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН1}}$	2248,01
$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН2}}$	1813,90
$\mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{СН2}}$	1484,90
$\mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{НН}}$	2,20
$\mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{НН}}$	2086,56

Подставляя значение показателей в формулы, получаем:

$$T_{\text{ВН}}^{\text{пот}} = \frac{974\,018,03}{(3\,486,87 + 2248,01 + 1813,90)} = 129,03 \text{ (руб./МВтч)}$$

$$T_{\text{СН1}}^{\text{пот}} = \frac{190\,762,31 + 2248,01 * 129,03}{(989,96 + 1484,90 + 2,20)} = 194,11 \text{ (руб./МВтч)}$$

$$T_{\text{СН2}}^{\text{пот}} = \frac{710\,792,78 + 1813,90 * 129,03 + 1484,90 * 194,11}{(1330,77 + 2086,56)} = 360,83 \text{ (руб./МВтч)}$$

$$T_{\text{НН}}^{\text{пот}} = \frac{1\,043\,755,31 + 2,20 * 129,03 + 2086,56 * 194,11}{1868,33} = 961,86 \text{ (руб./МВтч)}$$

Таким образом, необходимая сумма денежных средств по минимальным предельным утвержденным приказом ФАС России от 24.10.2024 года №766/24 составит 5 385 917,63 тыс. руб. (таблица 50)

Таблица 51

Необходимая валовая выручка на потери 2025 года

1 полугодие				
Итого	ВН	СН	СН1	НН
2 466 589,17	824 784,24	162 863,21	599 464,73	879 476,68
2 полугодие				
2 919 328,46	971 018,03	190 762,34	710 792,78	1 043 755,81
2025 год				
5 385 917,63	1 798 802,28	353 625,85	1 310 257,61	1 923 231,99

Таким образом, расчет покупки потерь, в соответствии с приказом ФАС России от 24.10.2024 года №766/24, для всех сетевых организаций составит:

Таблица 52

Расчет расходов на оплату покупки потерь на 2025 год, в соответствии с приказом ФАС России
от 24.10.2024 года №766/24

№ п/п	Наименование	2025 1 полугодие	2025 2 полугодие	2025	цена покупки Приказ ФАС России 766/24 от 24.10.2024 года		1 полугодие	2 полугодие	год
		тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч	руб/мВт*ч	руб/мВт*ч	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
1	ООО «Горэлектросеть» (ИНН 4217127144)	58,266	64,231	122,498	3 501,49	4 000,72	204 019,48	256 970,95	460 990,43
2	ООО «ЕвразЭнергоТранс» (ИНН 4217084532)	19,328	19,645	38,972	3 501,49	4 000,72	67 675,13	78 593,84	146 268,97
3	ОАО «КузбассЭлектро» (ИНН 4202002174)	6,542	6,837	13,379	3 501,49	4 000,72	22 905,73	27 352,15	50 257,88
4	ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ИНН 4205109750)	102,374	99,989	202,363	3 501,49	4 000,72	358 462,35	400 028,86	758 491,20
5	ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527)	331,017	329,301	660,318	3 501,49	4 000,72	1 159 053,03	1 317 443,03	2 476 496,06
6	АО «Оборонэнерго» (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	0,865	0,787	1,651	3 501,49	4 000,72	3 027,39	3 146,97	6 174,36

№ п/п	Наименование	2025	2025	2025	цена покупки Приказ ФАС России 766/24 от 24.10.2024 года		1 полугодие	2 полугодие	год
		тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч		руб/мВт*ч	руб/мВт*ч	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
7	ООО «ОЭСК» (ИНН 4223052779)	7,127	6,900	14,027	3 501,49	4 000,72	24 954,45	27 603,80	52 558,25
8	ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению-СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	9,883	9,417	19,299	3 501,49	4 000,72	34 604,22	37 673,62	72 277,84
9	ООО ХК «СДС-Энерго» (ИНН 4250003450)	11,513	10,745	22,258	3 501,49	4 000,72	40 312,01	42 986,99	83 298,99
10	ОАО «Северо-Кузбасская энергетическая компания» (ИНН 4205153492)	113,776	138,681	252,458	3 501,49	4 000,72	398 387,09	554 826,09	953 213,18
11	АО «Электросеть» (ИНН 7714734225)	26,807	26,100	52,907	3 501,49	4 000,72	93 863,17	104 419,40	198 282,57
12	ООО «ЭнергоПаритет» (ИНН 4205262491)	16,943	17,068	34,010	3 501,49	4 000,72	59 325,12	68 282,77	127 607,89
ВСЕГО		704,44	729,70	1 434,14	3 501,49	4 000,72	2 466 589,17	2 919 328,46	5 385 917,63

С учетом формулы 11 Методических указаний № 98-э расходы на экономию потерь могут быть учтены при расчет расходов на оплату покупки потерь.

Таким образом, экономия покупки потерь составила (таблица 53)

Экономия покупки потерь на 2025 год, тыс. руб.

Таблица 53

№ п/п	Наименование	1 полугодие	2 полугодие	год
1	ООО «Горэлектросеть» (ИНН 4217127144)	5 736	5 736	11 472
2	ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ИНН 4205109750)	6 828,86	6 828,86	13 657,71
3	ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527)	255 488,95	255 488,95	510 977,90
4	АО «Оборонэнерго» (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	810,57	810,57	1 621,13
5	ООО «ОЭСК» (ИНН 4223052779)	231,88	231,88	463,76
6	ООО ХК «СДС-Энерго» (ИНН 4250003450)	37 465,89	37 465,89	74 931,77
7	АО «Электросеть» (ИНН 7714734225)	437,82	437,82	875,64
	Итого	306 999,96	306 999,96	613 999,21

Таким образом, расчет расходов на оплату потерь составят:

5 385 917,63 тыс. руб. – 613 999,21 тыс. руб. = 4 771 917,72 тыс. руб.

С учетом распределения доли, указанной в таблице 50, расчет расходов на оплату покупки потерь составит (таблица 54):

Таблица 54

Расчет расходов на покупку потерь на 2025 год

№ п/п	Наименование	2025	2025	2025	Доля (с учетом цены, рассчитанной в соответствии с абз 19 п 81 Осков)		Расходы на покупку потерь на 2025 год			цена покупки потерь, руб/мВт*ч		Экономия потерь, тыс. руб.			Всего покупка потерь, тыс. руб.		
		тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч		1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	2025	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	2025	1 пол	2 пол	2025
1	ООО «Горэлектросеть» (ИНН 4217127144)	58,266	64,231	122,498	0,083	0,088	178 882,09	230 270,38	409 152,47	3070,07	3585,03	5736,00	5736,00	11472,00	184618,09	236006,38	420 624,47
2	ООО «ЕвразЭнерго Транс» (ИНН 4217084532)	19,328	19,645	38,972	0,026	0,026	56 247,18	66 760,40	123 007,58	2910,21	3398,36	-	-	-	56247,18	66760,40	123 007,58
3	ОАО «КузбассЭлектро» (ИНН 4202002174)	6,542	6,837	13,379	0,009	0,009	20 083,49	24 510,13	44 593,62	3070,07	3585,03	-	-	-	20083,49	24510,13	44 593,62
4	ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ИНН 4205109750)	102,374	99,989	202,363	0,146	0,137	314 295,93	358 463,86	672 759,79	3070,07	3585,03	6828,86	6 828,86	13657,72	321124,79	365292,72	686 417,51
5	ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2400969527)	331,017	329,301	660,318	0,471	0,452	1 016 245,24	1 180 554,12	2 196 799,35	3070,07	3585,03	255488,95	255488,95	510977,90	1271734,19	1 436 043,07	2 707 777,25
6	АО «Оборонэнерго» (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	0,865	0,787	1,651	0,001	0,001	2 654,38	2 819,98	5 474,37	3070,07	3585,03	810,57	810,57	1 621,13	3 464,95	3 630,55	7 095,50
7	ООО «ОЭСК» (ИНН 4223052779)	7,127	6,900	14,027	0,010	0,009	21 879,79	24 735,63	46 615,42	3070,07	3585,03	231,88	231,88	463,76	22111,68	24967,51	47 079,19
8	ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению- СП Трансэнерго)	9,883	9,417	19,299	0,014	0,013	30 340,61	33 759,15	64 099,75	3070,07	3585,03	-	-	-	30340,61	33759,15	64 099,75

№ п/п	Наименование	2025	2025	2025	Доля (с учетом цены, расчитанной в соответствии с абз 19 п 31 Основ)		Расходы на покупку потерь на 2025 год			цена покупки потерь, руб/МВт*ч		Экономия потерь, тыс. руб.			Всего покупка потерь, тыс. руб.		
		тыс.МВ т*ч	тыс.МВт *ч		1 полугод е	2 полугод е	1 полугодие	2 полугодие	2025	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	2025	1 пол	2 пол	2025
	— филиала ОАО «РЖД» (ИНН 7708503727)																
9	ООО ХК «СДС- Энерго» (ИНН 4250003450)	11,513	10,745	22,258	0,016	0,015	35 345,13	38 520,42	73 865,56	3070,07	3585,03	37465,89	37 455,89	74931,77	72811,02	75986,31	148 797,33
10	ОАО «Севiero- Кузбасская энергетическ ая компания» (ИНН 4205153492)	113,776	138,681	252,458	0,162	0,190	349 301,51	497 176,89	846 478,41	3070,07	3588,03	-	-	-	349 301,51	497 176,89	846 478,41
11	АО «Электросеть » (ИНН 7714734225)	26,807	26,100	52,907	0,038	0,036	82 298,22	93 569,70	175 867,92	3070,07	3583,03	-	-	-	82298,22	93569,70	175 867,92
12	ООО «ЭнергоПари тет» (ИНН 4205262491)	16,943	17,068	34,010	0,024	0,023	52 015,63	61 187,85	113 203,48	3070,07	3585,03	437,82	437,82	875,64	52453,45	61625,67	114 079,11
	ВСЕГО	704,44	729,70	1 434,14	1	1	2 159 589,21	2612328,51	4771917,72			306999,96	306999,96	613999,92	2 466 589,17	2 919 328,47	5 385 917,64

Таким образом, на основании пункта 81 Основ ценообразования цена покупку потерь на 2025 год, исходя из стоимости для всех сетевых организаций на 2025 год, составит:

- на 1 полугодие: 3 070,07 руб./МВт.ч;
- на 2 полугодие: 3 585,03 руб./МВт.ч.

Сумма затрат сетевых организаций, рассчитанная на основании цены покупки потерь и объема нормативных технологических потерь по утвержденному ФАС России балансу электроэнергии и мощности, используется для определения ставки на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии в составе двухставочных единых (котловых) тарифов по уровням напряжений в соответствии с пунктом 50 Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденных приказом ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания 20-э/2).

Согласно пункту 50 Методических указаний 20-э/2, единая ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии в процессе ее передачи потребителям по сетям соответствующего уровня напряжения, определяется исходя из сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации, рассчитанного с учетом нормативных технологических потерь, утверждаемых Министерством энергетики Российской Федерации.

В свою очередь предельный максимальный и минимальный размер вышеуказанной ставки на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии в процессе ее передачи потребителям по сетям соответствующего уровня напряжения устанавливается ФАС России (на 2025 год утверждены приказом ФАС России от 24.10.2024 года №766/24).

Следовательно, стоимость покупки потерь для предприятий, определена в рамках роста ставки на покупку потерь. Расчет в соответствии с абзацем 19 пунктом 81 Основ ценообразования № 1178 приведен в таблице 51.

Соответственно, величина расходов (НВВ) в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС», рассчитанная на основании баланса на 2025 год и тарифов на покупку потерь электрической энергии составит:

на 1 полугодие

$3\,070,07 \text{ руб./МВт.ч.} \cdot 331,017 \text{ тыс.МВт*ч.} = 1\,016\,245,24 \text{ (тыс. руб.)}$

где 331,017 тыс. МВт*ч - прогнозный объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях предприятия на 1 полугодие 2025 года;

на 2 полугодие

$3\,585,03 \text{ руб./МВт}\cdot\text{ч.} \cdot 329,301 \text{ тыс. МВт}\cdot\text{ч.} = 1\,180\,554,12 \text{ (тыс. руб.)}$

где 329, 301 тыс. МВт*ч - прогнозный объём технологического расхода (потерь)электрической энергии в сетях предприятия на 2 полугодие 2025 года;

Общая сумма затрат по 2025 году составит: $2\,196\,799,51 + 510\,977,90 = 2\,707\,777,25 \text{ (тыс. руб.)}$.

Годовой объём технологического расхода (потерь)электрической энергии в сетях предприятия составит 660, 318 тыс. МВт*ч.

Расчетная предпринимательская прибыль

В соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования расчетная предпринимательская прибыль сетевой организации, включаемая в необходимую валовую выручку сетевой организации, определяется в размере 5 процентов необходимой валовой выручки сетевой организации на очередной период регулирования с учетом расходов на оплату потерь на очередной период регулирования за вычетом расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии, оказываемых прочими территориальными сетевыми организациями.

При установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии расчетная предпринимательская прибыль сетевой организации не учитывается в необходимой валовой выручке для территориальной сетевой организации в случае, если:

необходимая валовая выручка организации 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;

организация является государственным или муниципальным унитарным предприятием.

Предприятием заявлена на 2025 год сумма предпринимательской прибыли в размере 1 217 945 тыс. руб.

Экспертами проведен анализ на соответствие предприятия установленным критериям для включения в НВВ предпринимательской прибыли. (таблица ниже)

Расчет доли НВВ предприятия в суммарной необходимой валовой выручке территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии

показатели	ед.изм.	2022	2023	2024
		Постановление РЭК от 30.12.2021 №954	Постановление РЭК от 30.11.2022 №958	Постановление РЭК от 01.10.2024 №228
НВВ котла, с РПП	тыс.руб.	26 936 519,62	25 253 438,85	27 387 909,91
НВВ сетевой организации (с учетом потерь)	тыс.руб.	9 868 489	11 005 841	10 404 160
Доля	%	36,64%	43,58%	37,99%

показатели	ед.изм.	2022	2023	2024
		Постановление РЭК от 30.12.2021 №954	Постановление РЭК от 30.11.2022 №958	Постановление РЭК от 01.10.2024 №228
НВВ котла, без РПП	тыс.руб.	26 936 519,62	24 269 544,16	26 909 624,47
НВВ сетевой организации (с учетом потерь)	тыс.руб.	9 868 489	11 005 841	10 404 160
Доля	%	36,64%	45,35%	38,66%

На основании того, что необходимая валовая выручка организации с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, расчетная предпринимательская прибыль сетевой организации учитывается в необходимой валовой выручке предприятия на 2025 год в размере 685 392 тыс. руб.

$$685\,392 \text{ тыс. руб.} = 11\,000\,065 + 2\,707\,777 \text{ тыс. руб.} \cdot 5\%$$

Заключение:

Необходимая валовая выручка филиал ПАО «Россети Сибири» - «Кузбассэнерго - РЭС»), предлагаемая к утверждению на 2025 год составит 30 942,133 тыс. руб., в том числе:

1) подконтрольные расходы: 4 407 713 тыс. руб. (рост по сравнению с предыдущим годом на 5 % или 226 197 тыс. руб.);

2) неподконтрольные расходы: 7 758 706 тыс. руб. (рост по сравнению с предыдущим годом на 34 % или 1 982 010 тыс. руб.), в том числе:

- затраты на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» 4 143 830 тыс. руб. (рост по сравнению с предыдущим годом на 50% или 1 386 548 тыс. руб.);

- затраты на оплату потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям 2 196 799 тыс. руб. (рост по сравнению с предыдущим годом на 2,1 % или 43 054,01 тыс. руб.);

- экономия потерь 510 978 тыс. руб.

- затраты на содержание электрических сетей 11 685 456,97 тыс. руб. (рост по сравнению с предыдущим годом на 39 % или 3 264 885 тыс. руб.).

Приложения:

Приложение № 1 Расчёт необходимой валовой выручки филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго-РЭС» на 2025 год, методом долгосрочной индексации (2024-2028) на 4 л;

Приложение № 2 Расходы на теплоэнергию на 2025 год, факт 2023 года. на 4 л.;

Приложение № 3 Расходы на расходы на аренду электросетевого хозяйства на 20024 год, факт за 2023 год на 25 л.;

Приложение № 4 Расчет аренды прочего имущества и аренды зданий на план 2025 год, факт 2024 год на 1 л;

Приложение № 5 Расходы на аренду земли на 2025 год, факт 2024 года на 181 л;

Приложение № 6:

Таблица №1 Расчет налога на имущество СТСО в соответствии с главой 30 НК РФ за 2023 год на 84 л;

Таблица № 2 Расчет налога на имущество организаций в соответствии со статьей 378.2 НК РФ за 2023 год на 1 л;

Приложение № 7

Таблица №1 Расчет налога на имущество СТСО в соответствии с главой 30 НК РФ на 2025 год на 20 л;

Таблица № 2 Расчет налога на имущество организаций в соответствии со статьей 378.2 НК РФ на 2025 год на 5 л;

Приложение № 8 Расчет земельного налога за 2023 год, план на 2025 год на 4 л.

Приложение № 9

Таблица 1 Расчет транспортного налога за 2023 год на 11 л.

Таблица 2 Расчет транспортного налога на 2025 год на 8 л.

Приложение № 10 Расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов на 2025 год на 463 л;

Приложение № 11

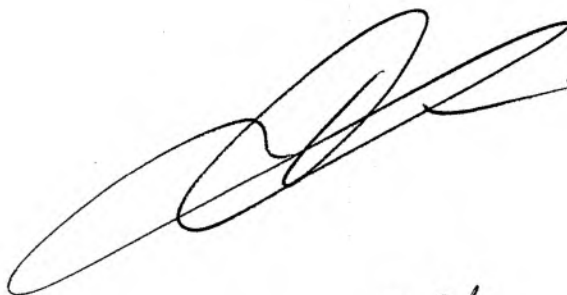
Таблица 1 Расчет расходов бытового водоснабжения по тарифам на 2025 год, факт 2024 год на 2025 год, факт 2024 год на 2 л;

Таблица 2 Расчет расходов на канализование и вывоз нечистот по тарифам на 2025 год, факт 2024 года на 3 л;

Приложение № 12 Расшифровке выручки от оказания услуг по передаче электроэнергии за 2023 год с расчетом затрат на 2025 год по расходам на формирование резерва по сомнительным долгам (1,5 процента валовой выручки от оказания услуг по передаче электрической энергии) на основании п.30 Основ ценообразования на 178 л;

Приложение № 13: Расчет затрат на теплоэнергию по тарифам на 2025 год на 1 листе

Председатель



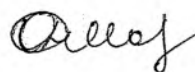
Д.В. Малюта

Начальник отдела
информационной безопасности
и цифровизации, совмещающий
обязанности заместителя
председателя РЭК Кузбасса



М. Г. Саврасов

и.о. начальника отдела
ценообразования в электроэнергетике



О. В. Маркова