



**АГЕНТСТВО ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ЦЕН И ТАРИФОВ  
УЛЬЯНОВСКОЙ ОБЛАСТИ**

Начало проведения экспертизы

«20» июня 2023 г.

Окончание проведения экспертизы

«19» декабря 2023 г.

## **ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**по определению (корректировке)  
необходимой валовой выручки на услуги  
по передаче электрической энергии  
Куйбышевской дирекции по энергообеспечению  
структурного подразделения Трансэнерго –  
филиала ОАО «РЖД»  
на 2024 год  
методом долгосрочной индексации необходимой  
валовой выручки**

Экспертиза выполнена на основании материалов, представленных  
на утверждение в Агентство по регулированию цен и тарифов  
Ульяновской области

г. Ульяновск – 2023

## **1. Общие положения.**

### **1.1. Основание экспертизы.**

В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2012 № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчёту тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки», Регламентом установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающий порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, утверждённого Приказом ФАС России от 10.03.2022 № 196/22, на основании Положения о Министерстве цифровой экономики и конкуренции Ульяновской области, утверждённого постановлением Правительства Ульяновской области от 14.04.2014 № 8/125-П департаментом по регулированию цен и тарифов Министерства развития конкуренции и экономики Ульяновской области было открыто дело от 06.05.2019 12 - э - 1521/2019 об установлении тарифов на передачу электрической энергии по сетям ОАО «РЖД» на 2020 - 2024 годы.

В соответствии с п.4 Типового положения об органе исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, утверждённого Постановлением Правительства РФ от 21.02.2011 № 97, из сотрудников Агентства по регулированию цен и тарифов Ульяновской области была сформирована экспертная группа для рассмотрения экономической обоснованности тарифов на электрическую энергию на 2024 год (далее – эксперты).

Сущность государственного регулирования тарифов состоит в установлении экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию.

При рассмотрении представленных материалов, эксперты руководствовались основными принципами государственного регулирования тарифов, предусмотренными действующим законодательством.

Методические основы проведения экспертных работ:

- Налоговый кодекс Российской Федерации;
- Федеральный закон Российской Федерации от 17.08.1995г. № 147-ФЗ «О естественных монополиях»;
- Федеральный закон Российской Федерации от 26.03.2003г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Федеральный закон «О бухгалтерском учёте» от 06.12.2011г. N 402-ФЗ;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям»;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2009г. № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»;
- Приказ Министерства энергетики РФ от 13.12.2011г. № 585 «Об утверждении порядка ведения раздельного учёта доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»;
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016г. № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчёту уровня надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций»;
- Приказ ФСТ России от 06.08.2004г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчёту регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке»;
- Приказ ФСТ России от 26.10.2010г. № 254-э/1 «Об утверждении Методических указаний по расчёту и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»;
- Приказ ФСТ России от 17.02.2012г. № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчёту тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки»;
- Приказ ФСТ России от 18.03.2015г. № 421-э «Об утверждении Методических указаний по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов».
- Приказ Госстроя РФ от 03.04.2000г. № 68 «Об утверждении рекомендаций по нормированию труда работников энергетического хозяйства»;
- Приказ Госстроя РФ от 05.09.2000г. № 200 «Об утверждении Нормативов и методических указаний по определению потребности в машинах и механизмах для эксплуатации и ремонта коммунальных электрических и тепловых сетей».
- Приказ ФАС России от 31.10.2023 №783/23-ДСП «О внесении изменений в сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2024 год, утвержденный приказом ФАС России от 30 июня 2023 года № 428/23-ДСП»;
- Прочие Законы и подзаконные акты.

## **1.2. Предмет и цель экспертизы.**

Предметом экспертизы являются обосновывающие и расчётные материалы ОАО «РЖД», определяющие тариф на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год, соответствия их действующей нормативно-правовой базе по государственному регулированию тарифов.

Целью настоящей экспертизы является определение экономически обоснованного тарифа на передачу электрической энергии ОАО «РЖД» на территории Ульяновской области на 2024 год.

В соответствии с Положениями Основ ценообразования и Техническим заданием на проведение экспертизы, проведён расчёт необходимой валовой выручки и определение её экономической обоснованности.

### **1.3. Методы проведения экспертизы.**

В соответствии с п. 2 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации №1178 от 29.12.2011, в отношении территориальных сетевых организаций при регулировании цен (тарифов) применяется метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для ОАО «РЖД» период долгосрочного регулирования установлен на 5 лет: 2020-2024 годы.

При проведении экспертизы экономически обоснованных тарифов на передачу электрической энергии ОАО «РЖД» на 2024 год использовались следующие методы:

- оценка финансового состояния и производственных показателей регулируемой организации;
- экспертиза соответствия расчёта тарифа на передачу электрической энергии и формы представления расчётных документов утверждённым нормативно-методическим документам по расчёту тарифов;
- анализ экономической обоснованности расходов и величины прибыли ОАО «РЖД», предлагаемых к учёту при определении необходимой валовой выручки на 2024 год;
- анализ соответствия критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утверждённым постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 №184.

### **1.4. Особые условия экспертизы.**

Представленные ОАО «РЖД» предложения и материалы по расчёту необходимой валовой выручки по методу долгосрочной индексации, соответствуют требованиям Правил государственного регулирования и Методических указаний по регулированию тарифов с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

Письменное заявление, представленное ОАО «РЖД» об определении необходимой валовой выручки соответствует требованиям Регламента.

Предложение о размере цен (тарифов) и долгосрочных параметрах регулирования по ОАО «РЖД» размещены на официальном сайте в порядке, установленном стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утверждёнными постановлением Правительства РФ от 21.01.2004 № 24. Опубликованное предложение соответствует предложению, представленному в орган регулирования.

Экспертами рассматривались и принимались во внимание все представленные документы, имеющие значение для составления доказательного и независимого экспертного заключения. Эксперты исходили из того, что представленная информация является достоверной.

В соответствии с п. 22 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утверждённых постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178, экспертные заключения, которые могут предоставлять организации, осуществляющие регулируемую деятельность, потребители и (или) иные заинтересованные организации, не направлялись в регулирующий орган.

Ответственность за достоверность представленных документов несёт ОАО «РЖД».

Проделанная в процессе экспертизы работа не означает проведения полной и всеобъемлющей проверки финансово-хозяйственной деятельности ОАО «РЖД» и правильности формирования финансовых результатов за анализируемый период с целью выявления всех возможных нарушений норм действующего законодательства.

Выводы экспертов, приведённые в настоящем Заключении, основывались исключительно на результатах экспертизы представленных расчётных документов.

### **1.5. Анализ соответствия расчёта тарифов и формы предоставления предложений нормативно-методическим документам.**

На экспертизу представлены следующие материалы:

- расчёт долгосрочных тарифов на услуги по передаче электроэнергии и долгосрочной необходимой валовой выручки на 2020-2024 годы в формате шаблона ЕИАС;

- обосновывающие материалы, подтверждающие фактически произведённые расходы за 2022 год;

- документы, подтверждающие регулируемую деятельность, документы, подтверждающие право собственности или иные законные основания владения в отношении объектов, используемых для осуществления деятельности;

- бухгалтерская и статистическая отчётность на последнюю отчётную дату;

- отчётность, содержащая данные раздельного учёта по формам, утверждённым приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

- иные материалы, необходимые для проведения расчётов и принятия решений.

Расчёт долгосрочной необходимой валовой выручки на 2020-2024 годы выполнен в формате шаблонов ЕИАС (ENERGY.CALC.NVV.TSO.2024.EIAS), разработанных в полном соответствии с формами и принципами Методических указаний по расчёту регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке (приказ ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2) и Методических указаний по расчёту тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (Приказ ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э).

Отчётность, содержащая данные раздельного учёта по формам, полностью соответствует формам, утверждённым приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585 «Об утверждении Порядка ведения раздельного учёта доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике».

Бухгалтерская отчётность представлена по формам, утверждённым приказом Минфина России от 02.07.2010 № 66н «О формах бухгалтерской отчётности

организаций», статистическая отчётность - по формам, утверждённым приказом Росстата от 15.07.2019 № 404 «Об утверждении федерального статистического наблюдения для организации федерального статистического наблюдения за численностью, условиями и оплатой труда работников, потребностью организаций в работниках по профессиональным группам, составом кадров государственной и муниципальной службы», налоговая отчётность - по формам, утверждённым приказами ФНС России от 4 сентября 2019 г. N ММВ-7-21/440@ «О признании утратившими силу некоторых приказов федеральной налоговой службы в связи с отменой обязанности представления налоговых деклараций по транспортному налогу и по земельному налогу», 14 августа 2019 № СА-7-21/405@ «Об утверждении форм и форматов представления налоговой декларации по налогу на имущество организаций и налогового расчёта по авансовому платежу по налогу на имущество организаций в электронной форме и порядков их заполнения», от 23 сентября 2019 № ММВ-7-3/475@ «Об утверждении формы налоговой декларации по налогу на прибыль организаций, порядка её заполнения, а также формата представления налоговой декларации по налогу на прибыль организаций в электронной форме».

Прочие обосновывающие материалы представлены организацией по формам, разработанным Агентством самостоятельно в соответствии с принципами постановления Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

Расчёт тарифов и формы представления предложений соответствуют нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов и (или) их предельных уровней.

## **2. Анализ финансовых и производственных показателей.**

### **2.1. Сведения об организации.**

Куйбышевская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» (ИНН 7708503727). Местонахождение дирекции: 443030, г. Самара, Комсомольская площадь, д. 2/3. Основным видом деятельности Куйбышевской дирекции по энергообеспечению СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» является оказание услуг по передаче электрической энергии через электрические сети ОАО «РЖД». Предприятие осуществляет свою деятельность в нескольких субъектах РФ (Самарская, Пензенская, Оренбургская, Ульяновская области, Республики Мордовия и Башкортостан).

### **2.2. Оценка финансового состояния организации.**

В связи с тем, что филиалы ОАО «РЖД» не выделены на отдельные балансы, бухгалтерская отчётность формируется в целом по Обществу.

Наименование показателей	Код	на 31.12.20	на 31.12.21	на 31.12.22	Отклонение тыс. руб.	Отклонение %	Отклонение тыс. руб.	Отклонение %
Отчётный год		2020	2021	2022	2021/2020	2021/2020	2022/2021	2022/2021
<b>АКТИВ</b>								
<b>I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ</b>								
Нематериальные активы	1110	24281	27616	33377	3335	14%	5761	20,86%
Результаты исследований и разработок	1120	2192	4531	7312	2339	107%	2781	61,38%
Основные средства	1150	5898037	6601361	7101171	413839	7%	499810	7,57%
Доходные вложения в материальные ценности	1160	264233			101	0%		
Финансовые вложения	1170	413205	416447	407862	3242	1%	-8585	-2,06%
Отложенные налоговые активы	1180	0	0	0	0	0%	0	0,00%
Прочие внеоборотные активы	1190	98051	64328	53449	-2533	-3%	-10879	-16,91%
<b>Итого по разделу I</b>	<b>1100</b>	<b>6699998</b>	<b>7120321</b>	<b>7603172</b>	<b>420323</b>	<b>6%</b>	<b>482851</b>	<b>6,78%</b>
<b>II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ</b>								
Запасы	1210	120695	106884	132542	-13810	-11%	25658	24,01%
НДС по приобретённым ценностям	1220	4937	4628	5282	-309	-6%	654	14,13%
Дебиторская задолженность	1230	156812	117372	69722	-39440	-25%	-47650	-40,60%
Финансовые вложения	1240	4452	1125		-3327	-75%	-1125	-100,00%
Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	60952	46488	64382	-14464	-24%	17894	38,49%
Прочие оборотные активы	1260	33969	39732	71871	5763	17%	32139	80,89%
<b>Итого по разделу II</b>	<b>1200</b>	<b>381817</b>	<b>316229</b>	<b>316229</b>	<b>-65588</b>	<b>-17%</b>	<b>0</b>	<b>0,00%</b>
<b>БАЛАНС</b>	<b>1600</b>	<b>7081815</b>	<b>7436550</b>	<b>7946972</b>	<b>354735</b>	<b>5%</b>	<b>510422</b>	<b>6,86%</b>
<b>ПАССИВ</b>								
<b>III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ</b>								
Уставный капитал	1310	2440639	2528751	2995182	88112	4%	466431	18,45%
Переоценка внеоборотных активов	1340	1528540	1523270		-5270	0%	-1523270	-100,00%
Добавочный капитал	1350	248803	1881595	2056720	219522	88%	175125	9,31%
Резервный капитал	1360	18469	18484	19422	14	0%	938	5,07%
Нераспределённая прибыль (непокрытый убыток)	1370	351401	342341	351302	-4230	-1%	8961	2,62%
<b>Итого по разделу III</b>	<b>1300</b>	<b>4587853</b>	<b>4881172</b>	<b>5422626</b>	<b>298148</b>	<b>6%</b>	<b>541454</b>	<b>11,09%</b>
<b>IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>								
Заёмные средства	1410	1269728	1280782	574309	11054	1%	-706473	-55,16%
Отложенные налоговые обязательства	1420	355357	361462	383165	7313	2%	21703	6,00%
Прочие обязательства	1450	53652	47540	51616	-6112	-11%	4076	8,57%
<b>Итого по разделу IV</b>	<b>1400</b>	<b>1678736</b>	<b>168974</b>	<b>1009090</b>	<b>12255</b>	<b>1%</b>	<b>840116</b>	<b>497,19%</b>
<b>V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>								
Заёмные средства	1510	261971	270362	763266	8392	3%	492904	182,31%
Кредиторская задолженность	1520	483974	472556	650932	-11418	-2%	178376	37,75%
Доходы будущих периодов	1530	254	220	421	-34	-13%	201	91,36%
Оценочные обязательства	1540	50281	51329	64342	1048	2%	13013	25,35%
прочие обязательства	1550	18745	65089	64342	46344	247%	-747	-1,15%
<b>Итого по разделу V</b>	<b>1500</b>	<b>815225</b>	<b>859557</b>	<b>1515256</b>	<b>44332</b>	<b>5%</b>	<b>655699</b>	<b>76,28%</b>
<b>БАЛАНС</b>	<b>1700</b>	<b>7081815</b>	<b>7430513</b>	<b>7946972</b>	<b>354735</b>	<b>5%</b>	<b>516459</b>	<b>6,95%</b>

Наименование показателей	Код	на 31.12.21	на 31.12.21	на 31.12.22	Откл. тыс. руб.	Откл. %	Откл. тыс. руб.	Откл. %
Отчётный год		<b>2021</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2021/2020</b>	2021/2020	2022/2021	2022/2021
<b>ВЫРУЧКА</b>	2110	1 963 647	1 963 647	2 242 710	150 572	8,30%	279 063	14,21%
в т.ч. передача э/э		124 759	124 759	123 175	-11 330	-8,33%	-1 585	-1,27%
%		6,353%	6,353%	5,492%	0	-15,36%	0	-13,56%
тех. присоединение		190	190	3 490	22	13,00%	3 300	1736,58%
%					0	0,00%	0	0,00%
<b>Себестоимость продаж</b>	2120	-1 656 620	-1 656 620	-1 831 188	-106 712	6,89%	-174 568	10,54%
в т.ч. передача э/э		175 143	175 143	186 929	7 150	4,26%	11 786	6,73%
%		-11%	-11%	-10%	0	-2,46%	0	-3,45%
тех. присоединение					0	0,00%	0	0,00%
%					0	0,00%	0	0,00%
<b>Валовая прибыль (убыток)</b>	2100	307 027	307 027	411 522	43 860	16,67%	104 496	34,03%
в т.ч. передача э/э		-50 384	-50 384	-63 754	-18 480	57,92%	-13 370	26,54%
%					0	0,00%	0	0,00%
тех. присоединение		190	190	3 490	22	13,00%	3 300	1736,58%
%					0	0,00%	0	0,00%
<b>Коммерческие расходы</b>	2210	-215	-215	-207	-107	98,71%	8	-3,86%
<b>Управленческие расходы</b>	2220	-151 772	-151 772	-165269	-6 034	4,14%	-13 497	8,89%
в т.ч. передача э/э					0	0,00%	0	0,00%
%					0	0,00%	0	0,00%
тех. присоединение					0	0,00%	0	0,00%
%					0	0,00%	0	0,00%
<b>ПРИБЫЛЬ (УБЫТОК) ОТ ПРОДАЖ</b>	2200	155 040	155 040	246047	37 720	32,15%	91 007	58,70%
в т.ч. передача э/э					0	0,00%	0	0,00%
%					0	0,00%	0	0,00%
технологическое присоединение					0	0,00%	0	0,00%
%					0	0,00%	0	0,00%
<b>ДОХОДЫ ОТ УЧАСТИЯ В ДРУГИХ ОРГ-ИЯХ</b>	2310		12863	11036	0	0,00%	-1 827	-14,20%
<b>Проценты к получению</b>	2320	2 258	2 258	6962	-57	-2,46%	4 703	208,26%
<b>Проценты к уплате</b>	2330	-81 423	-81 423	-110166	-3 796	4,89%	-28 743	35,30%
<b>Прочие доходы</b>	2340	74 523	74 523	219567	-30 487	-29,03%	145 044	194,63%
<b>Прочие расходы</b>	2350	-135 391	-135 391	-299720	46 988	-25,76%	-164 329	121,37%
<b>Прибыль (убыток) до налогообложения</b>	2300	27 870	27 870	73726	23 498	537,51%	45 856	164,54%
в т.ч. передача э/э					0	0,00%	0	0,00%
%					0	0,00%	0	0,00%
тех. присоединение					0	0,00%	0	0,00%
%					0	0,00%	0	0,00%
<b>ТЕКУЩИЙ НАЛОГ НА ПРИБЫЛЬ</b>	2410	-11	-8370	-25777	-6 264	59482,58%	-17 408	207,99%
<b>ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ (УБЫТОК)</b>	2400	283	18763	47318	18 481	6531,16%	28 554	152,18%
в т.ч. передача э/э					0	0,00%	0	0,00%
%					0	0,00%	0	0,00%
тех. присоединение					0	0,00%	0	0,00%
%					0	0,00%	0	0,00%



№ п/п	Наименование показателя	Значения / динамика				Оценка предприятия	
		Вне установленных нормативных границах / отрицательная динамика		В рамках рекомендуемых значений / положительная динамика		Баллы	
1	Коэффициент текущей ликвидности	<2	1	<2	2	1,04	2
2	Коэффициент быстрой ликвидности	<1	1	<1	2	0,23	2
3	Коэффициент абсолютной ликвидности	<0,05	1	<0,05	2	0,00	2
4	Доля собственных оборотных средств в покрытии запасов	<0,5	1	<0,5	2	0,96	1
5	Коэффициент покрытия запасов	<1	1	<1	2	0,89	2
6	Коэффициент концентрации собственного капитала (финансовой автономии)	<0,5	1	<0,5	2	0,95	1
7	Коэффициент финансовой зависимости	<0 или >2	1	<0 или >2	2	1,05	1
8	Коэффициент маневренности собственного капитала	<0,5	1	<0,5	2	1,08	1
9	Коэффициент задолженности	<0 или >0,7	1	<0 или >0,7	2	1,08	1
10	Оборачиваемость средств в расчетах	<0	1	>0	2	0,00	1
11	Период оборачиваемости запасов	<0	1	>0	2	0,00	1
12	Оборачиваемость кредиторской задолженности	<0	1	>0	2	0,00	1
13	Продолжительность операционного цикла	<0	1	>0	2	0,00	1
14	Оборачиваемость активов	<0	1	>0	2	0,00	1
15	Итого		14		28		18

У ОАО «РЖД» риск банкротства незначительный, рисков в работе предприятия на новый год очередного долгосрочного периода регулирования не выявлено.

### 2.3. Соответствие критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Проверка соответствия ОАО «РЖД» критериям проводилась в соответствии с требованиями, установленными постановлением Правительства РФ от 25.02.2015 №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».

Результаты проверки приведены в нижеследующей таблице:

№ п/п	Наименование критерия	Результаты анализа
1	Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании с 01.01.2024 по 31.12.2024 гг. трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 30 МВА	<b>524,41 МВА (собственность)</b>
2	Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании с 01.01.2024 по 31.12.2024 гг. линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 50 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше; 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ - трёхфазных участков линий электропередачи	<b>СН2 – 1137,56 км НН – 527,82 км (собственность)</b>
3	Отсутствие за 3 предшествующих расчётных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих	<b>отсутствуют</b>

	коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надёжности 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 отчётных данных, используемых при расчёте фактических значений показателей надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных	
4	Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению	8-495-995-92-27
5	Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет"	<a href="http://rzd.ru/">http://rzd.ru/</a>
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 её продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии	отсутствуют

На период регулирования с 01.01.2024 ОАО «РЖД» соответствует критериям отнесения объектов электросетевого хозяйства к территориальной сетевой организации, установленным постановлением правительства РФ от 25.02.2015 №184.

#### 2.4. Анализ основных технико-экономических показателей.

Распределение условных единиц оборудования по диапазонам напряжения сформировано на основе подробных сведений о протяжённости, конструктивном использовании и материалах опор воздушных и кабельных линий электропередачи, а также сведений по объёму трансформаторных подстанций (ТП), комплектных трансформаторных подстанций (КТП) и распределительных пунктов (РП) в условных единицах на основании предоставленных ОАО «РЖД» документов (свидетельства о регистрации права собственности, договоры безвозмездного пользования, акты приёма-передачи, акты разграничения балансовой принадлежности, инвентарные карточки учёта объектов основных средств, однолинейные схемы, шаблоны ENERGY.CALC.NVV.TSO, Приложения 1-4 к Критериям отнесения к территориально сетевым организациям, утверждённых постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184:

##### Объём условных единиц по напряжениям

Год	ВН	СН1	СН2	НН	Всего
2021 утв	2542,80	111,20	5869,75	1331,96	<b>9855,71</b>
2021 факт	2535,00	111,20	6122,08	1080,44	<b>9848,72</b>
2022 утв	2535,00	111,20	6122,08	1080,44	<b>9848,72</b>
2022 факт	2535,00	111,20	6126,69	1080,56	<b>9853,45</b>
2023 утв	2535,00	111,20	6122,08	1080,44	<b>9848,72</b>
2024 утв	2535,00	111,20	6126,69	1080,56	<b>9853,45</b>

На 2023 год в ведение ОАО «РЖД» заявлено оборудование, используемое для осуществления регулируемого вида деятельности в административных границах Ульяновской области, суммарная мощность которого составляет 524,41 МВА. Общая протяжённость сетей – 1665,38 км, в том числе СН2 – 1137,56 км, НН – 527,82 км.

### Структура полезного отпуска электроэнергии и мощности:

	Ед. изм.	2021		2022	
		утв	утв	утв	факт
Поступление в сеть э/э	тыс. кВтч	344 582,54	344 582,54	355 383,28	364 580,700
Потери э/э	тыс. кВтч	7 199,80	7 199,80	7 427,50	9 155,8
Процент потерь	%	2,09%	2,09%	2,09%	2,51%
Полезный отпуск э/э	тыс. кВтч	337 382,74	337 382,74	347 955,78	355 424,9
Заявленная мощность	МВт	52,04	52,04	54,4447	55,6134

	Ед. изм.	2023	2024 год	
		утв	проект	утв
Поступление в сеть э/э	тыс. кВтч	358 191,39	362 696,900	358 191,39
Потери э/э	тыс. кВтч	7 486,20	7,5804	7 486,20
Процент потерь	%	2,09%	2,09%	2,09%
Полезный отпуск э/э	тыс. кВтч	350 705,19	355 116,5	350 705,19
Заявленная мощность	МВт	56,2478	88,7791	56,2478

В 2022 году фактические значения поступления и полезного отпуска электроэнергии выше утверждённых на 2,59% и 2,15% соответственно, увеличение фактических потерь при передаче электроэнергии составило 23,27% от утверждённых и 0,42% в относительном отношении от поступления в сеть.

В расчёт тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ОАО «РЖД» эксперты приняли балансовые показатели с учётом факта 2022 года и плана на 2024 год (по данным ОАО «РЖД», ПАО «Россети Волга»).

Отпуск в сеть на 2024 год запланирован с увеличением на 0,01% по сравнению с фактом 2022 годом.

Объём технологических потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям ОАО «РЖД» на 2024 год рассчитан в соответствии с приказом Министерства цифровой экономики и конкуренции Ульяновской области от 25.12.2019 № 06-481 «Об установлении долгосрочных параметров регулирования для территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций, на период 2020 - 2024 годы» в размере 2,09%.

### **3. Анализ экономической обоснованности расходов и величины прибыли на 2024 год. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли.**

В настоящем разделе проводится анализ экономической обоснованности предложений по установлению величины необходимой валовой выручки, обеспечивающей компенсацию экономически обоснованных расходов на осуществление деятельности по передаче электрической энергии на долгосрочный период регулирования 2022-2024 гг., анализ корректности определения параметров расчёта тарифов; анализ экономической обоснованности операционных (подконтрольных) и неподконтрольных расходов, корректировки, расходов на энергетические ресурсы, амортизации, налогов и обоснованности объёма полезного отпуска (товаров) услуг.

Принцип признания затрат (в целях налогообложения) законодательно закреплён в статье 252 Налогового кодекса Российской Федерации, где в абзаце 2 указывается:

«Расходами признаются обоснованные и документально подтвержденные затраты (а в случаях, предусмотренных статьёй 265 НК РФ, убытки), осуществлённые (понесённые) налогоплательщиком».

Под обоснованными расходами понимаются экономически оправданные затраты, оценка которых выражена в денежной форме.

Под документально подтверждёнными расходами понимаются затраты, подтвержденные документами, оформленными в соответствии с законодательством Российской Федерации, и (или) документами, косвенно подтверждающими произведённые расходы (в том числе таможенной декларацией, приказом о командировке, проездными документами, отчётом о выполненной работе в соответствии с договором). Расходами признаются любые затраты при условии, что они произведены для осуществления деятельности, направленной на получение дохода».

При оценке экономически обоснованных расходов, связанных с уплатой налогов (в том числе, социальных отчислений с фонда оплаты труда), учитываются положения нормативно-правовых актов налогового законодательства, действующих на 01.11.2023г.

Предприятие, осуществляющее несколько видов деятельности, согласно п. 1 Постановления Правительства РФ от 06.07.1998 № 700 «О введении отдельного учёта затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике», обязано вести отдельный учёт расходов и доходов по видам деятельности.

Субъекты электроэнергетики представляют для целей государственного регулирования цен (тарифов) данные отдельного учёта (в том числе первичного бухгалтерского учёта) активов продукции, доходов и расходов по осуществляемым видам деятельности в соответствии с п. 6 Основ Ценообразования.

В соответствии с проведённым анализом, представленных в составе тарифных дел ОАО «РЖД», материалов (бухгалтерская и налоговая отчётность за 2022 г., подписанные руководителем и заверенные печатью), экспертами сделан вывод о достоверности данных за 2022 г., указанных в предложениях предприятия, бухгалтерской отчётности.

### **3.1. Расчёт подконтрольных расходов.**

Методом регулирования формирования необходимой валовой выручки в отношении ОАО «РЖД», принимаемой к расчёту при установлении тарифов, является метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. 2024 год является пятым годом текущего долгосрочного периода (ДПР).

При формировании подконтрольных расходов на 2024 год был рассчитан коэффициент индексации подконтрольных расходов к затратам, утверждённым на 2023 год.

Индекс инфляции	7,2%
Индекс эффективности операционных расходов	1,00%
Коэффициент эластичности затрат по росту активов	0,75
Итого коэффициент индексации	1,322675

Статья	2022		Отклонение		2023	Отклонение		2024	2024	Отклонение	
	утв	факт ЭО	ф 2021/утв 2021			утв 2022/утв 2021				утв 2023/утв 2022	
			абс	%	утв	абс	%	предл	утв	абс	%
Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	4 283,10	2 699,56	-1 583,54	-36,97%	4 494,69	211,59	4,94%	4 774,67	5 351,48	856,79	19,06%
Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	1 724,14	1 480,66	-163,2	-9,47%	1 809,31	85,17	4,94%	1 922,02	2 154,21	344,90	19,06%
Расходы на оплату труда	39 657,48	45 696,96	2 494,69	6,29%	41 616,56	1 959,08	4,94%	44 208,95	49 549,62	7 933,07	19,06%
Расходы на страхование	329,35	191,505	-67,29	-20,43%	345,620363	16,27	4,94%	367,1498839	411,503512	65,88	19,06%
Другие прочие расходы	4 454,98	7 306,01	-216,75	-4,87%	4 675,05	220,07	4,94%	4 966,27	5 566,22	891,17	19,06%
Электроэнергия на хоз. нужды	5 452,61	5 452,61	0	0,00%	5 721,97	269,36	4,94%	6 078,40	6 812,71	1 090,74	19,06%
<b>Итого подконтрольные расходы</b>	<b>55 901,65</b>	<b>62 827,30</b>	<b>2 744,46</b>	<b>4,91%</b>	<b>58 663,19</b>	<b>2 761,54</b>	<b>4,94%</b>	<b>62 317,46</b>	<b>69 845,74</b>	<b>11 182,55</b>	<b>19,06%</b>

Принимая во внимание рассчитанный коэффициент индексации подконтрольных расходов и затраты, утверждённые на 2023 год, принимаются подконтрольные затраты на 2024 год в размере **69 845,74 тыс. руб.**, что выше утверждённых расходов на 2023 год на 11 182,55 тыс. руб. (19,06%) и выше предложения предприятия на 7 528,28 тыс. руб. (12,08%).

### 3.2. Расчёт неподконтрольных расходов.

	Статья	2022		Отклонение ф 2021/утв 2021		2023	Отклонение утв 2022/утв 2021		2024		Отклонение утв 2023/утв 2022	
		утв	факт ЭО	абс	%	утв	абс	%	предложе ние	утв	абс	%
1	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС" (содержание и потери)	6,75	6,98	0,23	3,41%	13,54	6,79	100,72%	17,34	15,05	1,51	11,14%
2	Аренда, всего, в том числе	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0
3	Налоги (без учета налога на прибыль), всего, в т.ч.:	1 074,63	1 014,77	-59,86	-5,57%	978,13	-96,50	-8,98%	956,40	956,40	-21,73	-2,22%
	налог на имущество	1 045,55	1 014,77	-30,79	-2,94%	979,14	-66,41	-6,35%	956,40	956,40	-22,74	-2,32%
	прочие налоги и сборы	29,08	0,00	-29,08	-100,00%	29,10	0,02	0,06%	0,00	0,00	-29,10	-100,00%
4	Отчисления на социальные нужды	11 897,24	13 126,13	1 228,89	10,33%	12 651,44	754,19	6,34%	13 439,52	15 063,09	2 411,65	19,06%
5	Прочие неподконтрольные расходы					730,85			4 278,51	762,59	31,74	100,00%
6	Налог на прибыль, в том числе:											
	налог на прибыль на капвложения											
	Выпадающие доходы по п.87 Основ	112,43	0,00			526,95			4 487,93	1 332,18	805,23	152,81%
7	Амортизация ОС	38 882,08	39 377,34	495,25	1,27%	35 611,60	-3 270,48	-8,41%	52 136,88	42 559,26	6 947,66	19,51%
8	Прибыль на капитальные вложения						0,00	0,00%				
	Проверка прибыли на капвложения (12%)											
	<b>ИТОГО неподконтрольных расходов</b>	<b>51 973,14</b>	<b>53 525,21</b>	<b>1 552,07</b>	<b>2,99%</b>	<b>50 512,50</b>	<b>-1 460,64</b>	<b>-2,81%</b>	<b>75 316,58</b>	<b>60 688,57</b>	<b>10 176,07</b>	<b>20,15%</b>

### **Статья «Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС»»**

В соответствии с п. 33 Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электроэнергии и оказания этих услуг, утверждённых постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861, тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям устанавливаются с учётом использования потребителями указанных услуг мощности электрической сети, к которой они непосредственно технологически присоединены. Таким образом, услуги ПАО «ФСК ЕЭС» должны оплачивать потребители услуг, непосредственно присоединённым к сетям ПАО «ФСК ЕЭС».

Фактические расходы на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» за 2022 год составили 6,98 тыс. руб. (что подтверждено данными бухгалтерского учёта и отчётов взаиморасчётов). Утверждённые расходы на 2022 год составили 6,75 тыс. руб.

Планируемые предприятием расходы на 2024 год составляют 6,86 тыс. руб. Для расчёта расходов организация применяет ставку на содержание сетей ПАО «ФСК ЕЭС» на 1 полугодие 203 257,28 руб./Мвт мес., на 2 полугодие 216 062,33 руб./Мвт мес., а ставку на оплату потерь – 1 995,66 руб./МВтч), заявленная мощность составляет на 1 полугодие составляет 0,002 МВт, на 2 полугодие – 0,002 МВт, объём потерь – 0,8394 МВтч.

Экспертами затраты на содержание сетей ПАО «ФСК ЕЭС» рассчитаны в соответствии с приказом ФАС России от 31.10.2023 № 786/23. Ставка на содержание с 01.01.2024 составляет 256 086,62 руб./Мвт мес., с 01.07.2024 – 282 975,75 руб./Мвт мес. В соответствии с утверждённым сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) заявленная мощность составляет на 1 полугодие 2024 - 0,004 МВт, на 2 полугодие 2024 - 0,004 МВт.

В соответствии с прогнозным значением ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при её передаче по сетям ЕНЭС, на 2024 год, опубликованной на официальном сайте Ассоциации НП «Совет рынка», тариф на оплату потерь на 2024 составил 2 423,34 руб./МВтч. Потери в сетях ПАО «ФСК ЕЭС» принимаются экспертами в рамках объёмов, утверждённых сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) на 2024 год, а также с учётом фактически оплаченных потерь за 3 предшествующих года – 0,0009 млн. кВтч.

Таким образом, расходы по оплате услуг ПАО «ФСК ЕЭС» принимаются экспертами в размере – **15,05 тыс. руб.**, что ниже расходов по расчёту предприятия на 1,5 тыс. руб. (11,11%).

### **Статья «Налоги»**

На основании п. 38 Основ ценообразования «Расчёт величины расходов, не отнесённых к подконтрольным расходам, производится регулирующими органами в соответствии с перечнем, предусмотренным методическими указаниями». Исходя из п.11 Методических указаний № 98-э «Неподконтрольные расходы, определяемые методом экономически обоснованных расходов, включают в себя оплату налогов на прибыль, имущество и иных налогов (в соответствии с п. 20 и 28 Основ ценообразования)».

Предприятие планирует расходы по данной статье 956,40 тыс. руб. в том числе налог на имущество 956,40 тыс. руб.

Эксперты проанализировали и признали экономически обоснованными расходы по налогам за 2022 год (в соответствии с приложенными к материалам дела декларациям), которые составили 1 014,77 тыс. руб., в том числе на имущество 1 014,77 тыс. руб.

ОАО «РЖД» представлена расшифровка недвижимого имущества и расчёт налога по ставке 2,2%, 1,6%, 1,9% и перечнем объектов имущества. Эксперты, основываясь на положениях 1,2,4 статьи 380 НК РФ, принимают в расчёт сумму в соответствии с предложением организации на 2022 года в размере – 956,40 тыс. руб.

Необходимо отметить, все расчёты выполнены с учётом отношения на сторонних потребителей.

Таким образом, эксперты предлагают согласовать затраты относимые на себестоимость продукции по данной статье на уровне, предложенном предприятием, в размере **956,40 тыс. руб.**

#### **Статья «Отчисления на социальные нужды»**

В соответствии с ст.426 Налогового Кодекса РФ (часть вторая глава 34) экспертами произведён расчёт страховых взносов на обязательное пенсионное страхование, на обязательное социальное страхование, на обязательное медицинское страхование» в размере 30% к сумме выплат и иных вознаграждений, начисленных плательщиками страховых взносов за расчётный период в пользу физических лиц.

Фондом социального страхования РФ для ОАО «РЖД» определён 3 класс профессионального риска, что соответствует страховому тарифу в размере 0,4% к суммам выплат и иных вознаграждений, которые начислены в пользу застрахованных в рамках трудовых отношений и гражданско-правовых договоров. (копия уведомления ФСС РФ о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний прилагается).

Таким образом, в расчёт принята сумма затрат в размере **15 063,09 тыс. руб.**

#### **Статья «Прочие неподконтрольные расходы»**

Предприятие планирует расходы по данной статье в размере 4 278,51 тыс. руб. на расходы по агентскому договору, сертификации электрической энергии, инспекционному контролю.

Экспертной группой затраты по статье приняты в размере расходов на сертификацию электрической энергии. Расходы по агентскому договору и инспекционному контролю исключены в связи с отсутствием обоснования целесообразности и отнесения их на регулируемый вид деятельности.

Таким образом, в расчёт принята сумма затрат в размере **762,59 тыс. руб.**

#### **Статья «Выпадающие доходы по п.87 Основ»**

В соответствии с п. 87 Основ ценообразования расходы сетевой организации на выполнение организационно-технических мероприятий, указанных в подпунктах "г" и "д" пункта 7 и подпунктах "а" и "д" пункта 18 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, расходы, связанные с технологическим присоединением энергопринимающих устройств, плата за которые определена с применением льготной ставки за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности, установленной в соответствии с абзацем седьмым вышеуказанного пункта, расходы на строительство объектов электросетевого хозяйства



от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт, и расходы на выплату процентов по кредитным договорам, связанным с рассрочкой платежа за технологическое присоединение к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью свыше 15 и до 150 кВт включительно, предоставленной до 1 июля 2022 г., не включаемые в соответствии с методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, в состав платы за технологическое присоединение, составляют выпадающие доходы сетевой организации, связанные с технологическим присоединением к электрическим сетям.

Предприятием планируются затраты по данной статье в размере 4 487,93 тыс. руб.

В качестве обоснования планируемых расходов представлен расчёт выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям в форме приложений к Методическим указаниям по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утверждённым приказом ФСТ РФ от 11.09.2014 № 215-э/1.

Проанализировав представленные расчёты, эксперты произвели перерасчёт затрат по статье с учётом следующего:

- при расчёте фактических выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, использованы значения стандартизированных тарифных ставок, утвержденных Агентством по регулированию цен и тарифов Ульяновской области на 2022 год и количество фактических присоединений за 2022 год, а также фактические значения показателей, используемых при расчете указанных расходов в соответствии с Методическими указаниями (фактический размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения, не включаемых в плату за технологическое присоединение). По расчёту экспертов фактические выпадающие (до 15 кВт) составили 11,86 тыс. руб. (по расчёту предприятия – 11,86 тыс. руб.);

- при расчёте плановых выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, использованы значения стандартизированных тарифных ставок, утвержденных органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, а также среднее количество технологических присоединений, средний объём присоединённой мощности за 2020, 2021, 2022 гг. По расчёту экспертов плановые выпадающие (до 15 кВт) составили 121,78 тыс. руб. (по расчёту предприятия – 135,25 тыс. руб.);

- выпадающие доходы, связанные с предоставлением беспроцентной рассрочки за период 2022 года отсутствуют и на очередной период регулирования предприятием не планируются;

- при расчете фактических выпадающие доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной

мощностью, не превышающей 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), объектов микрогенерации по третьей категории надежности (под одному источнику электроснабжения), плата за технологическое присоединение которых установлены в соответствии с пунктами 8 и 9 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям и расходы на обеспечение коммерческого учета электрической энергии (мощности), связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение) использованы значения объема максимальной мощности, количества пунктов секционирования и длины линий (ЛЭП) и суммы расходов на строительство объекта на основании фактических данных за предыдущий период регулирования на основании выполненных договоров и актов приемки выполненных работ на технологическое присоединение. По расчёту экспертов фактические выпадающие (до 150 кВт) составили 1 133,29 тыс. руб. (по расчёту предприятия – 1 133,29 тыс. руб.);

- при расчете плановых выпадающие доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), объектов микрогенерации по третьей категории надежности (под одному источнику электроснабжения), плата за технологическое присоединение которых установлены в соответствии с пунктами 8 и 9 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям и расходы на обеспечение коммерческого учета электрической энергии (мощности), связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение) определяются на основании фактических средних данных за три предыдущих года (при отсутствии фактических средних данных за три предыдущих года - за два предыдущих года,

а в случае отсутствия данных за два года - за предыдущий год). По расчёту экспертов плановые выпадающие (до 150 кВт) составили 1210,40 тыс. руб. (по расчёту предприятия – 1 210,40 тыс. руб.);

Таким образом, эксперты предлагают считать экономически обоснованной суммой плановых расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в плату за технологическое присоединение на 2024 год в размере 1 332,18 тыс. руб., что ниже предложения предприятия на 3 155,75 тыс. руб. (70,32%).

### **Статья «Амортизационные отчисления»**

В соответствии с п. 27 Основ ценообразования, расчёт амортизации основных фондов производится по нормам амортизационных отчислений, утверждённым в установленном порядке. При расчёте 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, утверждённой постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Распоряжением Министерства энергетики, жилищно-коммунального комплекса и городской среды Ульяновской области от 30.10.2019 №134-од утверждена инвестиционная программа ОАО «РЖД» 2020-2024 гг. Источниками финансирования инвестиционной программы является амортизация основных средств.

К учёту принимается амортизация только по фактически введённым в эксплуатацию объектам основных средств.

К учёту принимается амортизация только по фактически введённым в эксплуатацию объектам основных средств.

Фактические расходы по данной статье за 2022 год составили 40 312,23 тыс. руб. Предприятием предлагаются расходы по данной статье на 2024 год в размере 48 607,76 тыс. руб.

На основании данных, содержащихся в представленных ведомостях наличия основных фондов за 2022 год экспертами произведён расчёт ежемесячных амортизационных отчислений и расчёт амортизационных отчислений за 2022 год в соответствии с максимальными сроками полезного использования (или установленными Классификатором основных средств или действующими на предприятии), по каждому объекту основных средств и принимают фактические расходы за 2022 год в размере 40 312,23 тыс. руб.

Аналогичный расчёт амортизационных отчислений бы произведён экспертами на 2024, при этом исключив полностью самортизированное имущество.

Эксперты принимают сумму затрат на 2024 год по статье «Амортизация» в размере **42 559,26 тыс. руб.**, что ниже предложения предприятия на 9 577,62 тыс. руб. (на 18,37%).

При расчёте необходимой валовой выручки на 2024 год экспертами принимается во внимание утверждённая инвестиционная программа (распоряжение Министерства энергетики, жилищно-коммунального комплекса и городской среды Ульяновской области от 30.10.2019 № 128-од). Источниками финансирования (за счёт тарифов на услуги по передаче электрической энергии) являются:

- амортизация в размере 42 559,26 тыс. руб.

#### **Статья «Прибыль на капитальные вложения»**

Предприятие не планирует расходы по данной статье.

Таким образом, в расчёт принята сумма затрат в размере 0,00 тыс. руб.

**Таким образом, по расчёту экспертов на 2024 год неподконтрольные расходы ОАО «РЖД» составят 60 688,57 тыс. руб., что меньше предложения организации на 19,42%.**

### **3.3. Компенсация незапланированных расходов.**

ОАО «РЖД» заявило о недополученном доходе в размере 6 746,89 тыс.руб., в том числе

- выпадающие доходы по результатам регулируемой деятельности 5 964,163 тыс.руб.,
- накладные расходы дороги 782,731 тыс.руб.,

Ограниченный рост предельных уровней тарифов на 2024 год не позволил учесть все заявленные расходы ТСО, однако, фактически сложившиеся расходы по итогам 2024 года будут проанализированы, выпадающие доходы будут учтены через корректировки, предусмотренные методическими указаниями, утверждёнными приказом ФСТ от 17.02.2012 №98-э.

На основании вышеизложенного, эксперты предлагают согласовать расходы в размере - **0,00 тыс. руб.**

### **3.4. Расходы по обеспечению коммерческого учета**

В соответствии с пунктом 11 приказа ФСТ от 17.02.2012 №98-э по данной статье отражаются планируемые на период регулирования расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 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. 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".

По мнению экспертов, расходы на внедрение интеллектуальных ПКУ (в соответствии с Федеральным законом от 27.12.2018 № 522-ФЗ) не должны относиться к неподконтрольным расходам, а должны быть отражены как дополнительная статья расходов в составе необходимой валовой выручки. Такой подход также позволит производить расчёт корректировки фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году i-2, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учёта электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям.

Организацией планируются расходы по данной статье в размере 5 221,00 тыс. руб.

В соответствии с п. 87 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике утвержденных Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 в размер платы за технологическое присоединение включаются средства для компенсации расходов сетевой организации на выполнение организационно-технических мероприятий, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, расходов на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) и расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства - от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.

Приказом Агентства по регулированию цен и тарифов Ульяновской области от 28.11.2023 97-П «Об утверждении стандартизированных тарифных ставок и формул платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций Ульяновской области на 2024 год» утверждены стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) (рублей за точку учета).

Таким образом, расходы на монтаж новых ПУ (строительство в рамках ТП) оплачивается заявителем.

Согласно п. 7 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, в случае если на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности за год и иных материалов выявлены экономически обоснованные расходы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, не учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, указанные расходы учитываются регулирующими органами при установлении регулируемых цен (тарифов) на следующий период регулирования.

Таким образом, плановые расходы по обеспечению средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) исключены экспертами из состава необходимой валовой выручки на 2024 год, однако, фактически сложившиеся расходы (по замене неисправных ПУ) по итогам 2024 года будут проанализированы, и выпадающие доходы будут учтены через корректировки, предусмотренные методическими указаниями, утверждёнными приказом ФСТ от 17.02.2012 № 98-э.

Проанализировав представленные предприятием обосновывающие материалы, расчёты и расшифровки, по данной статье экспертами признаются экономически обоснованными расходы на 2024 год в размере 0,00 тыс. руб., что ниже предложения предприятия на 5 221,00 тыс. руб. (-100,0%).

### **3.5. Экономия расходов на оплату потерь по п.34 (2)-34(3) Основ ценообразования.**

В соответствии с пунктом 11 приказа ФСТ от 17.02.2012 №98-э по данной статье отражается 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.

В соответствии с п. 34.1 Основ ценообразования экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объёма используемых энергетических ресурсов, сохраняется в составе необходимой валовой выручки в расходах на содержание электрических сетей и (или) расходах на оплату нормативных потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям 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 счёт бюджетных средств.

$\Delta ЭП_i$  - экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии.

В соответствии с п. 34.1 Основ ценообразования экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объёма используемых энергетических ресурсов, сохраняется в составе необходимой валовой выручки в расходах на содержание электрических сетей и (или) расходах на оплату нормативных потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям 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 счёт бюджетных средств.

Экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией в предыдущем отчетном регулируемом году, учитывается в случае наличия у такой организации программы энергосбережения и отчета об её исполнении. Программа энергосбережения Куйбышевской дирекции по энергообеспечению структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» согласована Агентством на период 2020-2024 гг., отчёт об исполнении программы энергосбережения представлен в Агентство в установленные законодательством сроки.

2022 год, за который рассчитывается экономия потерь, для Куйбышевской дирекции по энергообеспечению структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» относится к ДПР 2020-2024 (после 2019 года). Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной сетевой организацией, 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 формулам:

$$\begin{aligned}\Delta \text{ЭП}_j &= \Delta \text{ЭП}'_j + \Delta \text{ЭП}_{j-2} \\ \Delta \text{ЭП}'_j &= \max\left(0; N - N_j^{\text{уст}}\right) \times W_{\text{oc}j} \times \text{ЦП}_j \\ \Delta \text{ЭП}_{j-2} &= \max\left(0; N_{j-2}^{\text{уст}} \times W_{\text{oc}j-2} - \text{П}_{\phi j-2}\right) \times \text{ЦП}_{j-2}\end{aligned}$$

$\Delta \text{ЭП}'_j$  - 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;

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

$N$  - максимальное значение уровня потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям из значений уровня потерь электрической энергии, являющихся долгосрочными параметрами регулирования, определёнными 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 её передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, являющийся долгосрочным параметром регулирования сетевой организации, определённый в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года  $j$ ;

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

$\text{ЦП}_j$  - прогнозная средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям (руб./кВтч);

$N_{j-2}^{уст}$  – уровень потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, являющийся долгосрочным параметром регулирования сетевой организации, определённый в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года  $j-2$ ;

$W_{осj-2}$  – фактическая величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году  $j-2$  (тыс. кВтч);

$П_{фj-2}$  – величина фактических потерь электрической энергии в сетях сетевой организации в году  $j-2$  (тыс. кВтч);

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

показатель	ед. изм.	ДПР 2020-2024	2022		2024
		утверждено	утверждено	факт	утверждено
поступление (без собственных нужд)	тыс. кВтч	X	355 383,28	364 580,70	362 226,950
норматив потерь	%	2,34%	2,09%	X	2,09%
потери	тыс. кВтч	X	X	9 155,78	X
цена потерь	руб./МВтч	X	X	3 004,10	4 005,27
<b>Экономия</b>	<b>тыс. руб.</b>		0		0
					<b>0</b>

**Таким образом, экономия по Куйбышевской дирекции по энергообеспечению структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» экономия расходов оплаты потерь отсутствует на 2024 г.**

### **3.6. Расчёт корректировок в соответствии с МУ по приказу ФСТ от 17.02.2012 №98-э.**

В соответствии с Методическими указаниями по расчёту тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утверждёнными Приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э, при установлении тарифов на следующие периоды регулирования необходимо определять корректировки, связанные с фактическим объёмом выручки, с учётом изменения цен покупки технологических потерь электрической энергии полезного отпуска и цен на электрическую энергию, а также с учётом надёжности и качества оказываемых услуг.

Экспертами были рассчитаны корректировки, которые представлены в нижеследующей таблице:

подконтрольных расходов	тыс.руб	5 146,13
неподконтрольных расходов	тыс.руб	4 435,78
Фактических расходов на выполнение п.5 ст.27 35-ФЗ	тыс.руб	0,00
в связи с изменением полезного отпуска и цен	тыс.руб	1 563,52
НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности	тыс.руб	-4 825,93
Корректировка в связи с исполнением инвестпрограммы	тыс.руб	0,00
Корректировка с учётом надёжности и качества	тыс.руб	0,00

В соответствии с п. 10 Методических указаний № 98-э результаты деятельности регулируемой организации учитываются при определении ежегодной корректировки

необходимой валовой выручки в порядке, определённом теми же Методическими указаниями.

Предприятием на 2023 год корректировки не рассчитаны.

Эксперты рассмотрели представленные материалы и произвели расчёт всех корректировок, определённых Методическими указаниями № 98-э:

**1) корректировка подконтрольных расходов** в связи с изменением планируемых параметров расчёта тарифов; данная величина рассчитывается в соответствии с формулой 5 пункта 11:

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

$$K_{индi-2}^{\phi} = (1 - X_{i-2}) \times (1 + I_{i-2}^{\phi}) \times (1 + ИКА_{i-2}^{\phi})$$

$$ИКА_{i-2}^{\phi} = K_{эл} \times \frac{уеф_{i-2} - уеф_{i-3}}{уеф_{i-3}}$$

показатель	ед. изм.	2021	2022
утверждённые подконтрольные расходы $ПР_{уст}$	тыс. руб.	54 167,16	55 901,65
плановое среднегодовое количество условных единиц $УЕ$	УЕ	9 855,71	9 848,72
индекс изменения плановых $УЕ$	%	-	-0,07%
коэффициент индексации плановый		-	1,032021
фактическое среднегодовое количество условных единиц $УЕ$	УЕ	9 848,72	9 853,45
индекс изменения фактических $УЕ$	%	-	0,05%
коэффициент индексации фактический		-	1,11704
утверждённый индекс эффективности $X_i$	%	1,00%	
утверждённый коэффициент эластичности $K_{эл}$		0,75	
фактические значения $ИПЦ_{2022}$	%	-	13,80%
плановое значение $ИПЦ_{2022}$	%	-	4,30%
<b>Корректировка</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>5 146,13</b>	

**2) корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра** рассчитана в соответствии п.11 МУ №98-э.

$\Delta НР_i$  - корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра. Расчёт компенсации неподконтрольных расходов в соответствии с методическими указаниями определяется как разница между фактическими неподконтрольными расходами за 2022 год и утверждёнными неподконтрольными расходами на 2022 год.

Экспертами проведён анализ по каждой статье неподконтрольных расходов за 2022 год и определены суммы фактических расходов за 2022 год по каждой статье неподконтрольных расходов. Все сведения о фактических неподконтрольных расходах по расчёту экспертов представлены выше подразделе 3.2. «Расчёт неподконтрольных расходов» раздела 3.

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

показатель	ед. изм.	2022		
		план	факт ТСО	ЭО факт
Оплата услуг ПАО «ФСК ЕЭС»	тыс. руб.	6,75	6,98	6,98
Налоги (без учёта налога на прибыль)	тыс. руб.	1 074,63	1 014,77	1 014,77
Отчисления на социальные нужды (ЕСН)	тыс. руб.	11 897,24	16 147,02	13 929,79
Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	0,00	3 515,91	0,00



показатель	ед. изм.	2022		
		план	факт ТСО	ЭО факт
Налог на прибыль	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00
Амортизация ОС	тыс. руб.	38 882,08	48 607,76	40 312,23
ИТОГО неподконтрольных расходов	тыс. руб.	<b>51 973,14</b>	<b>71 254,84</b>	<b>56 408,92</b>
<b>Корректировка</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>4 435,78</b>		

**3) корректировка фактических расходов на выполнение обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям** рассчитана в соответствии со следующей формулой

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

$Y_{i-2}, Y_{i-2}^{\text{факт}}$  - 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".

показатель	ед. изм.	2022	
		план	факт ТСО
расходы по обеспечению коммерческого учёта электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям	тыс. руб.	0,00	0,00
<b>Корректировка</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>0,00</b>	

**4) корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учётом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию** рассчитана в соответствии с формулой 9.9 п.11 МУ N°98-э и составила **1 563,52 тыс. руб.;**

$$PO_i = \min(P_{\phi i-2}; N_{i-2}^{\text{уст}} \times \Xi_{i-2}^{\text{отпф}}) \times ЦП_{i-2}^{\phi} - \Xi_{i-2}^{\text{отплл}} \times N_{i-2}^{\text{уст}} \times ЦП_{i-2}$$

В случае учёта в необходимой валовой выручке на год  $i-2$  экономии расходов на оплату потерь электрической энергии в соответствии с п. 34(3) Основ ценообразования корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию рассчитывается по формуле 9.10 Методических указаний N° 98-э. В необходимой валовой выручке ОАО «РЖД» на 2022 год экономия расходов на оплату потерь не учитывалась.

показатель	ед. изм.	2022	
		план	факт
поступление (без собственных нужд)	тыс. кВтч	355 383,28	364 580,70
потери	%	2,09%	2,51%
	тыс. кВтч	7 427,50	9 155,78
цена потерь	руб./МВтч	2 871,34	3 004,10
<b>Корректировка</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>1 563,52</b>	

**5) корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности** за 2022 год по расчёту экспертов составила **(-4 525,96) тыс. руб.**

$\Delta HBB_i^{\text{cod}}$  - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности рассчитана исходя из необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленных на год  $i-2$  и фактического объёма выручки за услуги по передаче электрической энергии за год  $i-2$  (с учётом фактически

недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год i-2 тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объёмов оказанных услуг.

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

показатель	ед. изм.	2022
Утверждённая необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей	тыс. руб.	101 634,00
Утверждённая необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии	тыс. руб.	21 326,89
Фактический объём выручки за услуги по передаче электрической энергии	тыс. руб.	123 174,73
Фактически недополученная выручка по зависящим от сетевой организации причинам (сверхнормативные потери)	тыс. руб.	4 612,09
<b>Корректировка</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>-4 825,93</b>

Фактический объём выручки за услуги по передаче электрической энергии определён экспертами по данным бухгалтерского учёта с учётом пп. 5, 6 Основ ценообразования.

**б) корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы**

$V_i^{\text{коррИП}}$  - корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й год.

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

показатель	ед. изм.	2022
амортизация	тыс. руб.	38 882,08
прибыль на ИП	тыс. руб.	0,00
собственные средства в тарифах	тыс. руб.	38 882,08
утверждено (скорректировано) в ИП	тыс. руб.	38 882,08
факт утверждённой (скорректированной) ИП	тыс. руб.	38 882,08
<b>Корректировка</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>0,00</b>

Корректировка, осуществляемая в связи с изменением инвестиционной программы, за 9 месяцев 2022 года не производилась. Кроме того, экспертами сделан вывод о невозможности определить сумму корректировки, осуществляемой в связи с изменением инвестиционной программы, за 9 месяцев 2022 года, в связи с отсутствием разбивки сроков исполнения мероприятий ИП по кварталам (месяцам) 2022 года. Срок исполнения мероприятий определён утверждённой скорректированной программой январь-декабрь 2022 года;

Экспертами проанализирован пообъектный состав фактически исполненной инвестиционной программы:

- отчёт об исполнении инвестиционной программы по ОАО «РЖД» за 2022 год по форме, разработанной Агентством. Отчёт составлен с указанием каждого инвестиционного проекта.

- отчёт об исполнении инвестиционной программы ОАО «РЖД» за 2022 год в формате шаблона NET.INV. В представленном отчёте содержится перечень инвестиционных проектов, учтённых при установлении тарифов на 2022 год, и фактическое финансирование.

- отчёт ОАО «РЖД» об использовании инвестиционных ресурсов, включённых в регулируемые государством цены (тарифы) в сфере электроэнергетики за 2022 год по форме приложения к приказу ФСТ России от 20.02.2014 г. № 202-э. В представленном отчёте содержится перечень инвестиционных проектов, учтённых при установлении тарифов на 2022 год, и фактическое финансирование.

В соответствии с представленными отчётами предприятием полностью исполнена инвестиционная программа за 2022 год.

С учётом изложенного корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2022 год составила **0,00 тыс. руб.**

#### **7) корректировка необходимой валовой выручки с учётом показателей надёжности и качества оказываемых услуг.**

Корректировка необходимой валовой выручки с учётом показателей надёжности и качества оказываемых услуг в 2022 году по расчёту экспертов составила **0,00 тыс. руб.** (фактические значения показателя надёжности оказываемых услуг за 2022 год достигли плановых значений).

Корректировка необходимой валовой выручки с учётом показателей надёжности и качества оказываемых услуг производится исходя из утверждённой НВВ и понижающего (повышающего) коэффициента.

Величина корректировки необходимой валовой выручки с учётом надёжности и качества услуг, производимой на основании фактических данных за 2022 год, определяется с учётом понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку электросетевой организации с учётом надёжности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2022 году, определяемый в процентах в соответствии с Методическими указаниями по расчёту и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утверждёнными приказом ФСТ России от 26.10.2010 № 254-э/1.

Анализ показателей надёжности и качества проведён экспертами с применением Методических указаний по расчёту уровня надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утверждёнными приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256, в соответствии с которыми были установлены плановые показатели

Обобщённый показатель надёжности и качества оказываемых услуг в 2021 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанный с отклонением фактических значений показателей надёжности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщённый показатель), который в 2021 году определялся в соответствии с Методическими указаниями № 1256.

В соответствии с п 4.1.3 Методических указаний № 1256 коэффициенты допустимого отклонения на первый долгосрочный период регулирования устанавливаются для территориальных сетевых организаций равными 35% на первые три расчётных периода регулирования и 30% на следующие расчётные периоды регулирования первого долгосрочного периода регулирования. В последующие долгосрочные периоды регулирования коэффициенты снижаются, в случае достижения показателей, на 1% в год до 25%.

Для ОАО «РЖД» 2022 год относится к третьему ДПР (2020-2024). При расчёте достижения показателей надёжности и качества экспертами применялись следующие коэффициенты допустимого отклонения:

		П <sub>saidi</sub> (П <sub>п</sub> )	П <sub>saifi</sub>	П <sub>тпр</sub>
первый ДПР	2012	35%	35%	35%
	2013	35%	35%	35%
	2014	35%	35%	35%
второй ДПР	2015	30%	30%	30%
	2016	29%	29%	29%
	2017	28%	28%	28%
	2018	27%	27%	27%
	2019	27%	27%	26%
третий ДПР	2020	27%	27%	26%
	2021	26%	25%	25%
	2022	25%	25%	25%
	2023	25%	25%	25%
	2024	25%	25%	25%

Максимальный процент корректировки, определяемый для 2022 года = 2 %.

Согласно п. 5.1.4 Методических указаний № 1256 обобщённый показатель рассчитывается на основании сопоставления фактических значений показателей надёжности и качества услуг с их плановыми значениями и учитывает результаты достижения плановых значений показателей с учётом соответствующих коэффициентов значимости для данной электросетевой организации.

Значение обобщённого показателя уровня надёжности и качества оказываемых услуг для территориальных сетевых организаций, долгосрочные периоды регулирования которых начались с 2018 года, рассчитывается по формуле:

$$K_{об} = \alpha 1 \times K_{над1} + \alpha 2 \times K_{над2} + \beta 1 \times K_{кач1} + \beta 2 \times K_{кач3},$$

где:

$\alpha 1$  и  $\alpha 2$ ,  $\beta 1$  и  $\beta 2$  - коэффициенты значимости показателей надёжности и качества оказываемых услуг:

$$\alpha 1 = 0,30 \text{ и } \alpha 2 = 0,30, \beta 1 = 0,30 \text{ и } \beta 2 = 0,1$$

Если плановое значение П<sub>saidi</sub> достигнуто, то K<sub>над1</sub> = 0; не достигнуто - K<sub>над1</sub> = -1; достигнуто со значительным улучшением - K<sub>над1</sub> = 1.

Если плановое значение П<sub>saifi</sub> достигнуто, то K<sub>над2</sub> = 0; не достигнуто - K<sub>над2</sub> = -1; достигнуто со значительным улучшением - K<sub>над2</sub> = 1.

Наименование показателей	План 2022г. (утверждено РЭК)	Факт 2022г.
Псаиди	0,54502	0,54500
% выполнения	достигнуто	0,00%
Псаифи	0,27256	0,31378
% выполнения	достигнуто	15,13%
Птпр	1,00000	1,00000
% выполнения	достигнуто	0,00%

Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, Ккач3 (для территориальной сетевой организации)	<a href="https://company.rzd.ru/ru/9349/page/105554?id=18#47">https://company.rzd.ru/ru/9349/page/105554?id=18#47</a>	0
Значение обобщённого показателя ПНИК по методике (Коб)		0,00
Понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку с учётом надёжности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг), установленный РЭК (в %) (КНК2022г.)		0,00%
НВВ на содержание, принято РЭК на 2022 год (тыс.руб.)		105 137,89
Величина корректировки НВВ по результатам выполнения ПНИК (тыс.руб.)		0,00

На основании п. 14 (3) Положения об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утверждённого Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. № 1220, на основании заключения Министерства энергетики Российской Федерации о результатах осуществления контроля полноты, достоверности и своевременности представления данных о перерывах электроснабжения регулирующий орган определяет фактические значения показателей надёжности, и в соответствии с методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утверждёнными федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по принятию нормативных правовых актов в сфере государственного регулирования цен (тарифов), принимает решение о применении корректировки необходимой валовой выручки.

По итогам 2022 года Министерством энергетики Российской Федерации нарушения в отношении ОАО «РЖД» не выявлены.

Таким образом, величина корректировки НВВ по результатам выполнения ПНИК составила **0,00 тыс. руб.**

**Таким образом, суммарная величина корректировок необходимой валовой выручки за 2022 составила 7 167,42 тыс. руб.**

### **3.7. Расчёт затрат на покупную электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь.**

Потери на 2024 год рассчитаны в соответствии с утверждённым уровнем потерь (приказ Министерства цифровой экономики и конкуренции Ульяновской области от 25.12.2019 № 06-481), рассчитанным в соответствии с п. 40 (1) Основ ценообразования и приказом Минэнерго России от 26.09.2017 № 887, и составляют 7 580,46 млн. кВтч или 2,09% от поступления в сеть. Объём потерь соответствует сводному прогнозному балансу производства и поставок электрической энергии (мощности) по Ульяновской области на 2024 год, утверждённому приказом ФАС России от 31.10.2023 года № 783/23-ДСП.

Тариф покупки определён на основании прогнозных рыночных цен на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемых по субъектам Российской Федерации с учётом официально опубликованных на официальном сайте Ассоциации НП «Совет рынка» данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию, цен на электрическую энергию

(мощность), по субъектам Российской Федерации на 2024 год, и информации об основных макроэкономических показателях прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, одобренного Правительством Российской Федерации на расчётный период регулирования; с учётом сбытовой надбавки и величины платы за услуги, оказание которых неразрывно связано с процессом снабжения потребителей электрической энергией и цены (тарифы) на которые подлежат государственному регулированию.

В соответствии с пунктом 81 Основ ценообразования стоимость потерь электрической энергии при её 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 Ульяновской области, расположенной на территории первой ценовой зоны 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, 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.

Показатели	Ед. изм.	1 п/г 2024 план				
		Всего	ВН	СН1	СН2	НН
Ставка на оплату потерь э/э	руб./МВтч	643,30	219,99	303,88	471,77	1 058,58
Объем потерь э/э	млн. кВтч	337,90	74,19	19,39	100,78	143,54
Объем потерь мощности	МВт	114,51	25,13	6,57	34,18	48,62
Расходы на оплату потерь э/э в сетях ТСО	тыс. руб.	1 287 997,50	282 794,25	73 918,51	384 157,94	547 126,81
Отпуск э/э потребителям	млн. кВтч	2 007,94	530,38	64,78	579,73	833,05
Переток на низший уровень напряжения	млн. кВтч		1 741,27	805,47	976,58	
ВН	млн. кВтч		889,64			
СН1	млн. кВтч		851,63	805,47		
СН2	млн. кВтч			0,00	976,58	

Показатели	Ед. изм.	2 п/г 2024 план				
		Всего	ВН	СН1	СН2	НН
Ставка на оплату потерь э/э	руб./МВтч	706,74	248,59	343,38	533,10	1 196,20
Объем потерь э/э	млн. кВтч	332,60	191,69	9,49	56,12	75,30
Объем потерь мощности	МВт	109,76	63,24	3,13	18,55	24,84
Расходы на оплату потерь э/э в сетях ТСО	тыс. руб.	1 395 754,22	804 434,27	39 812,35	235 516,38	315 991,21
Отпуск э/э потребителям	млн. кВтч	2 006,54	553,62	69,76	600,22	782,94
Переток на низший уровень напряжения	млн. кВтч		1 593,83	736,19	858,24	
ВН	млн. кВтч		815,44			
СН1	млн. кВтч		778,39	736,19		
СН2	млн. кВтч			0,00	858,24	

Показатели	Ед. изм.	2024 план				
		Всего	ВН	СН1	СН2	НН
Ставка на оплату потерь э/э	руб./МВтч	675,01	237,28	328,32	497,12	1 127,40
Объем потерь э/э	млн. кВтч	670,50	265,88	28,88	156,90	218,84
Объем потерь мощности	МВт	112,13	44,18	4,85	26,37	36,73
Расходы на оплату потерь э/э в сетях ТСО	тыс. руб.	2 683 751,72	1 064 219,44	115 592,47	628 027,26	875 912,55
Отпуск электроэнергии потребителям	млн. кВтч	4 014,48	1 084,00	134,54	1 179,95	1 615,99
Переток на низший уровень напряжения	млн. кВтч		3 271,95	1 510,64	1 854,11	
ВН	млн. кВтч		1 674,73			
СН1	млн. кВтч		1 597,22	1 510,64		
СН2	млн. кВтч			0,00	1 854,11	

Показатель	Ед. изм.	ПАО "Ульяновскэнерго"		
		1 п/г 2024	2 п/г 2024	2024
Оптовая цена эл. эн. (расчетная)	руб./МВтч	3 395,19	3 643,80	3 518,51
Индикативная цена на энергию	руб./МВтч	1 548,00	1 806,00	1 675,98
Объем потерь э/э	млн. кВтч	337,90	332,60	670,50
Индикативная цена на мощность	руб./МВт мес.	908 498,00	928 186,00	918 133,59
Объем потерь мощности	МВт	114,51	109,76	112,13
Оплата услуг ОАО «АТС»	руб./МВтч	1,41	1,41	1,41
Оплата услуг ЗАО «ЦФР»	руб./МВтч	0,39	0,39	0,39
Оплата услуг ОАО «Системный оператор ЕЭС»	руб./МВтч	5,47	5,47	5,47
Сбытовая надбавка	руб./МВтч	409,29	545,43	476,82
Тариф на покупку потерь	руб./МВтч	3 811,75	4 196,50	4 002,61

С учётом утверждённых СПБ на 2024 год по полугодиям объёмов потерь, тариф на покупку потерь для ОАО «РЖД» на 2024 год составит:

потери, млн. кВтч			тариф покупки, руб./МВтч			расходы на покупку потерь, тыс. руб.		
1 п/г	2 п/г	год	1 п/г	2 п/г	год	1 п/г	2 п/г	год
3,6410	3,9395	7,5805	3 811,75	4 196,50	4 011,70	13 878,41	16 532,17	30 410,57

Стоимость потерь электрической энергии при её 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, определена в следующих размерах:

Наименование показателей	2022 утверждено	2022 факт	отклонение факт/утв.	2023 утверждено	2024 год утверждено	отклонение 2024/2023
Объем потерь (тыс. кВтч.)	7 427,50	9 155,78	1 728,28	7 486,20	7 580,46	94,26
Цена покупки потерь (руб./МВтч.)	2 871,34	3 004,10	132,76	3 780,24	4 011,70	231,46
<b>Расходы на покупку потерь (тыс. руб.)</b>	<b>21 326,89</b>	<b>27 504,85</b>	<b>6 177,97</b>	<b>28 299,64</b>	<b>30 410,57</b>	<b>2 110,93</b>

Таким образом, экспертами принимаются затраты на электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь, в размере **30 410,57 тыс. руб.** Рост по отношению к фактическим затратам 2022 года составил 10,56%, к утверждённым на 2023 год составил 7,46%.

#### 4. Заключение.

*В соответствии с проведённым анализом представленных в составе тарифного дела ОАО «РЖД» материалов (бухгалтерская и налоговая отчётность за 2022 год, подписанные руководителем и заверенные печатью), экспертами сделан вывод о достоверности данных за 2022 год, указанных в предложениях предприятия, бухгалтерской отчётности.*

*Расчёт необходимой валовой выручки и формы представления предложений соответствуют нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов и (или) их предельных уровней.*

*По результатам проведения экспертизы материалов дела ОАО «РЖД» по установлению тарифов на услуги по передаче электрической энергии экспертами, в соответствии с Методическими указаниями от 06.08.2004 № 20-э/2 и от 17.02.2012 № 98-э, эксперты предлагают считать экономически обоснованной необходимую валовую выручку на 2024 год:*

Итого НВВ на содержание сетей	137 701,73 тыс. руб.
В т.ч. Подконтрольные расходы	69 845,74 тыс. руб.
Неподконтрольные расходы	60 688,57 тыс. руб.
Корректировки	7 167,42 тыс. руб.
Расходы на оплату потерь	30 410,57 тыс. руб.

*\*(смета расходов представлена в Приложении)*

**Руководитель  
Агентства по регулированию цен и тарифов  
Ульяновской области**

**Курбатов С.М.**

**Эксперты:** Коростелева А.Н. \_\_\_\_\_  
Заворотная Л.Н. \_\_\_\_\_  
Степанова Т.В. \_\_\_\_\_



Приложение  
тыс. руб.

	Статья	2022 год утверждено	2022 год факт ЭО	2023 год утверждено		2024 год предложение	2024 год утверждено
1	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	4 283,10	2 699,56	4 497,36	4 494,69	4 774,67	5 351,48
2	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	1 724,14	1 480,66	1 810,38	1 809,31	1 922,02	2 154,21
3	Расходы на оплату труда	39 657,48	48 494,82	41 641,27	41 616,56	44 208,95	49 549,62
4	Расходы на страхование	329,35	191,51	345,83	345,62	367,15	411,50
5	Другие прочие расходы	4 454,98	7 306,01	4 677,83	4 675,05	4 966,27	5 566,22
6	Электроэнергия на хоз. нужды	5 452,61	5 452,61	5 725,36	5 721,97	6 078,40	6 812,71
7	Подконтрольные расходы из прибыли						
	<b>ИТОГО подконтрольные расходы</b>	<b>55 901,65</b>	<b>65 625,16</b>	<b>58 698,02</b>	<b>58 663,19</b>	<b>62 317,46</b>	<b>69 845,74</b>
8	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС" (содержание)	6,75	6,98	6,86	13,54	17,34	15,05
9	Аренда, всего, в том числе						
10	Налоги (без учета налога на прибыль), всего, в т.ч.:	1 074,63	1 014,77	978,13	978,13	956,40	956,40
	налог на имущество	1 045,55	1 014,77	949,03	979,14	956,40	956,40
	прочие налоги и сборы	29,08		29,10	29,10	0,00	0,00
11	Отчисления на социальные нужды (ЕСН)	11 897,24	13 929,79	12 658,95	12 651,44	13 439,52	15 063,09
12	Прочие неподконтрольные расходы	0,00		3 615,94	730,85	4 278,51	762,59
13	Налог на прибыль, в том числе:						
	налог на прибыль на капитальные вложения						
14	Выпадающие доходы по п.87 Основ	112,43	1 145,16	2 396,54	526,95	4 487,93	1 332,18
15	Амортизация ОС	38 882,08	40 312,23	50 908,06	35 611,60	52 136,88	42 559,26
16	Прибыль на капитальные вложения						
	Проверка прибыли на капитальные вложения (не более 12% от НВВ на содержание сетей)						
	<b>ИТОГО неподконтрольных расходов</b>	<b>51 973,14</b>	<b>56 408,92</b>	<b>70 564,47</b>	<b>50 512,50</b>	<b>75 316,58</b>	<b>60 688,57</b>
	<b>Расходы по обеспечению коммерческого учета</b>						
	<b>Экономия расходов на оплату потерь</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>2 788,03</b>	<b>2 788,03</b>	<b>5 221,00</b>	<b>0,00</b>
	<b>Итого НВВ на содержание сетей</b>	<b>107 874,79</b>	<b>122 034,08</b>	<b>132 050,53</b>	<b>111 963,73</b>	<b>142 855,04</b>	<b>130 534,31</b>

	Статья	2022 год утверждено	2022 год факт ЭО	2023 год утверждено		2024 год предложение	2024 год утверждено
17	Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка	0,00	0,00	12 078,54	0,00	6 746,89	0,00
	Корректировка подконтрольных расходов	0,00	0,00	0,00	1 580,73	0,00	5 146,13
	Корректировка неподконтрольных расходов	-2 771,01	0,00	0,00	-1 106,72	0,00	4 435,78
	Корректировка фактических расходов на выполнение п.5 ст.37 35-ФЗ (обеспечение коммерческого учёта)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности	-2 016,29	0,00	0,00	-4 525,96	0,00	-4 825,93
	Корректировка в связи с исполнением инвестпрограммы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Корректировка с связи с изменением ПО и цен	412,59	0,00	0,00	1 241,26	0,00	1 563,52
	Корректировка с учетом надежности и качества	-1 404,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Корректировки всего	-6 240,79	0,00	0,00	-3 393,47	0,00	7 167,42
	<i>Корректировки и необоснованные расходы, всего</i>	-6 240,79	0,00	12 078,54	-3 393,47	0,00	7 167,42
	<b>Итого НВВ на содержание сетей с учетом корректировок</b>	<b>101 634,00</b>	<b>122 034,08</b>	<b>144 129,07</b>	<b>108 570,26</b>	<b>149 601,93</b>	<b>137 701,73</b>
	<b>Поступление в сеть</b>	<b>355 383,28</b>	<b>364 580,69</b>	<b>359 777,61</b>	<b>358 191,39</b>	<b>362 226,95</b>	<b>362 701,64</b>
	Процент потерь	2,09%	2,51%	2,09%	2,09%	2,09%	2,09%
	Объём покупки потерь	7 427,50	9 155,78	7 519,35	7 486,20	7 570,54	7 580,46
	Тариф на покупку потерь	2 871,34	3 004,10	3 115,62	3 780,24	3 523,93	4 011,70
	<b>Итого расходов на оплату потерь</b>	<b>21 326,89</b>	<b>27 504,85</b>	<b>23 427,44</b>	<b>28 299,64</b>	<b>26 678,10</b>	<b>30 410,57</b>

**Руководитель  
Агентства по регулированию цен и тарифов  
Ульяновской области**

\_\_\_\_\_ **Курбатов С.М.**

**Эксперты: Коростелева А.Н.** \_\_\_\_\_

**Заворотная Л.Н.** \_\_\_\_\_

**Степанова Т.В.** \_\_\_\_\_