

ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА № 49
заседания Правления комитета
Тульской области по тарифам, прошедшего
в формате видеоконференцсвязи

25 декабря 2025 года

ПРЕДСЕДАТЕЛЬСТВОВАЛ:

Председатель комитета Тульской области по тарифам
ВАСИН Д.А.

Присутствовали:

члены Правления комитета:

- | | |
|--|--|
| Васин Дмитрий
Анатольевич | - председатель комитета Тульской области по
тарифам, председатель Правления; |
| Денисова Елена
Владимировна | - заместитель председателя комитета Тульской
области по тарифам, заместитель
председателя Правления; |
| Войтицкая Татьяна
Владимировна | - начальник отдела регулирования
коммунального комплекса и
потребительского рынка комитета Тульской
области по тарифам; |
| Маловинский
Евгений
Владимирович | - начальник отдела балансов и регулирования
топливно-энергетического комплекса |
| Коновалов
Александр
Петрович | - комитета Тульской области по тарифам; |
| Фаткина Мария
Геннадьевна | - представитель Ассоциации «НП «Совет
рынка», директор ООО «ДВК-Сервис»; |
| | - начальник отдела анализа товарных рынков
Управления федеральной антимонопольной
службы по Тульской области; |

**приглашенные на заседание сотрудники комитета Тульской области
по тарифам:**

- | | |
|-------------------------------------|--|
| Карсеева Галина
Вячеславовна | - консультант отдела государственного
контроля; |
| Филимонова
Ирина
Владимировна | - заместитель начальника отдела балансов и
регулирования топливно-энергетического
комплекса; |
| Шалик Светлана
Викторовна | - главный консультант отдела балансов и
регулирования топливно-энергетического
комплекса; |

Круглова Анастасия Юрьевна	-	главный специалист-эксперт отдела балансов и регулирования топливно-энергетического комплекса;
приглашенные на заседание сотрудники ГКУ ТО «Экспертиза»:		
Плешаков Денис Николаевич	-	и.о. директора, заместитель директора;
Власенко Максим Леонидович	-	главный эксперт;
Полякова Елена Сергеевна	-	специалист, секретарь Правления;
Шашок Лидия Алексеевна	-	эксперт 1 категории;
Гареев Эдуард Шамилевич	-	эксперт 1 категории группы экспертов в сфере теплоснабжения;
Кухтенкова Екатерина Дмитриевна	-	эксперт 2 категории группы экспертов в сфере теплоснабжения;

приглашенные на заседание:

Давыдов Эдуард Викторович	-	заместитель директора по экономике и финансам филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»;
Паршина Марина Валентиновна	-	заместитель генерального директора ООО Аудиторская фирма «ОСБИ-М»;
Яворский Виктор Корнеевич	-	генеральный директор ООО «ТОРИ-АУДИТ»;

Повестка дня

заседания Правления комитета Тульской области по тарифам

1. Об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2026 год для сетевых организаций Тульской области - докладчик Маловинский Е.В.;

2. Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и сетевыми организациями Тульской области на 2026 год (по списку):

докладчик Шалик С.В.:

2.1. ООО «ПромЭнергоСбыт»;

докладчик Шашок Л.А.:

2.2.ООО «Энергосеть»;

2.3 Филиал Волго-Вятский АО «Оборонэнерго»;

докладчик Карсеева Г.В.:

2.4 Московская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго филиал ОАО «РЖД»;

2.5 АО «Алексинская электросетевая компания».

3. О корректировке необходимой валовой выручки на 2026 год для АО «Тульские городские электрические сети», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала и утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и сетевой организацией АО «Тульские городские электрические сети» – докладчик Шалик С.В.;

4. О корректировке необходимой валовой выручки на 2026 год для филиала «ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго, в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала – докладчик Филимонова И.В.;

5. Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электроэнергии по сетям Тульской области и утверждении тарифов на услуги по передаче электроэнергии, поставляемой населению и приравненным к нему категорий потребителей, на 2026 год – докладчик Маловинский Е.В.;

6. О выборе метода регулирования тарифов на тепловую энергию на 2026 - 2029 годы для АО «Тулатеплосеть» (по котельной д. Харино, ул. Дорожная, д. 6а) – докладчик Кухтенкова Е.Д.;

7. Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии и нормативов удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для организаций Тульской области – докладчики Гареев Э.Ш., Круглова А.Ю.;

8. Об установлении долгосрочных параметров регулирования, тарифов на тепловую энергию для ООО «АТЭК» (по котельной п. Колосово) на долгосрочный период регулирования 2026 – 2028 гг.- докладчик Гареев Э.Ш.

**1. Об установлении размера выпадающих доходов от льготного технологического присоединения
на 2026 год для сетевых организаций Тульской области**
**Васин Д.А., Денисова Т.В., Войтицкая Т.В., Маловинский Е.В.,
Фаткина М.Г., Коновалов А.П.**

Слушали Маловинского Е.В., который доложил об установлении размера выпадающих доходов от льготного технологического присоединения на 2026 год для сетевых организаций Тульской области (приложение № 1).

Представитель Ассоциации «НП Совет рынка» выразил особое мнение и голосует «против» (письмо от 24.12.2025 №23/71-2025).

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: установить размер выпадающих доходов от льготного технологического присоединения на 2026 год для сетевых организаций Тульской области, в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

«принять» - 4 (Васин Д.А., Денисова Т.В., Войтицкая Т.В., Маловинский Е.В.);

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

3. О корректировке необходимой валовой выручки на 2026 год для АО «Тульские городские электрические сети», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала и установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и сетевой организацией АО «Тульские городские электрические сети»
**Васин Д.А., Денисова Т.В., Войтицкая Т.В., Маловинский Е.В.,
Фаткина М.Г., Коновалов А.П., Шалик С.В.**

Слушали Шалик С.В., которая доложила о корректировке необходимой валовой выручки на 2026 год для АО «Тульские городские электрические сети», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала и установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и АО «Тульские городские электрические сети» (приложение № 7).

АО «Тульские городские электрические сети» ознакомлено с материалами к Правлению (письмо от 25.12.2025 № 03-16/8286).

Представитель Ассоциации «НП Совет рынка» выразил особое мнение и голосует «против» (письмо от 24.12.2025 №23/71-2025).

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: скорректировать необходимую валовую выручку на 2026 год для АО «Тульские городские электрические сети», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала и установить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и АО «Тульские городские электрические сети», в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

«принять» - 4 (Васин Д.А., Денисова Т.В., Войтицкая Т.В., Маловинский Е.В.);
«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);
«воздержаться» - 0.

**Председатель комитета
Тульской области по тарифам**

Д.А. Васин



Приложение № 1
к протоколу комитета Тульской
области по тарифам

от 25 декабря 2025 года № 49

МАТЕРИАЛЫ

**по вопросу № 1: Об установлении размера выпадающих доходов от
технологического присоединения на 2026 год для сетевых организаций
Тульской области**

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает утвердить сумму выпадающих доходов ТСО от технологического присоединения, принятую к учету в НВВ сетевых организаций на 2026 год в размере 263 399,29 тыс. руб. в том числе:

1.1. размер выпадающих доходов филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2026 год в размере 67 004,40 тыс. руб., в том числе за 2024 год в размере 41 838,87 тыс. руб., на 2026 год в размере 25 165,53 тыс. руб.;

1.2. размер выпадающих доходов АО «Алексинская электросетевая компания» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2026 год в размере 10 238,63 тыс. руб., в том числе за 2024 год в размере (-) 36 858,36 тыс. руб., на 2026 год в размере 47 096,99 тыс. руб.;

1.3. размер выпадающих доходов ООО «ЭНЕРГОСЕТЬ» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2026 год в размере 25 740,58 тыс. руб., в том числе за 2024 год в размере 10 753,37 тыс. руб., на 2026 год в размере 14 987,21 тыс. руб.;

1.4. размер выпадающих доходов ООО «ПромЭнергоСбыт» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2026 год в размере 171 809,79 тыс. руб., в том числе за 2024 год в размере (-) 35 566,75 тыс. руб., на 2026 год в размере 207 376,54 тыс. руб.;

1.5. размер выпадающих доходов АО «Тульские городские электрические сети» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2026 год в размере (-) 5 869,61 тыс. руб., в том числе за 2024 год в размере (-) 7 522,57 тыс. руб., на 2026 год в размере 1 652,96 тыс. руб.;

1.6. размер выпадающих доходов филиала Волго-Вятский АО «Оборонэнерго» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2026 год в размере (-) 747,70 тыс. руб., в том числе за 2024 год в размере (-) 771,91 тыс. руб., на 2026 год в размере 24,21 тыс. руб.;

1.7. размер выпадающих доходов Московской дирекции по энергообеспечению СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» от технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и от 15 до 150 кВт, в составе необходимой валовой выручки по передаче электрической энергии на 2026 год в размере (-) 4 776,80 тыс. руб., в том числе за 2024 год в размере (-) 14 681,50 тыс. руб., на 2026 год в размере 9 904,70 тыс. руб.

**Приложение № 7
к протоколу комитета Тульской
области по тарифам**

от 25 декабря 2025 года № 49

МАТЕРИАЛЫ

**по вопросу № 3: О корректировке необходимой валовой выручки
на 2026 год для АО «Тульские городские электрические сети», в
отношении которого применяется метод доходности инвестированного
капитала и утверждении индивидуальных тарифов на услуги по
передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом
ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и сетевой
организацией АО «Тульские городские электрические сети»**

Акционерное общество «Тульские городские электрические сети» (далее по тексту - АО «ТГЭС») осуществляет деятельность по передаче (транспортировке) и распределению электрической энергии от 0,4 кВ до 10 кВ и технологическому присоединению к сетям потребителей г. Тулы и Тульской области.

Основные сведения об организации АО «ТГЭС», осуществляющей регулируемую деятельность, представлены в таблице.

Таблица № 1

Основные сведения об организации АО «ТГЭС»

№ п/п	Требуемая информация	Данные об организации
1	2	3
1.	Полное наименование юридического лица в соответствии с данными из ЕГРЮЛ	Акционерное общество «Тульские городские электрические сети»
2.	Сокращенное наименование юридического лица в соответствии с данными из ЕГРЮЛ	АО «ТГЭС»
3.	Наименование (описание) обособленного подразделения	нет
4.	ОГРН	1097154002648
5.	Код по ОКПО	03220015
6.	ОКОПФ	12267
7.	Адрес организации: юридический адрес	300001, г. Тула, ул. Демидовская плотина, д. 10
	фактический адрес (месторасположение)	300001, г. Тула, ул. Демидовская плотина, д. 10
8.	Телефон организации	(4872) 74-93-01
9.	e-mail	info@tulges.ru
10.	Официальный сайт регулируемой организации в сети «Интернет»	http://www.tulges.ru/
11.	Плательщик НДС	да
12.	ИНН/КПП	7105505971 / 710501001
13.	Государственное и (или) муниципальное участие в юридическом лице:	

№ п/п	Требуемая информация	Данные об организации
1	2	3
	Наличие	нет
	Сведения о доле, %	
	Преобладающий тип собственности в юридическом лице	частная
14.	ФИО руководителя организации	Захаров Сергей Юрьевич
15.	Является ли деятельность по передаче электрической энергии профильным видом деятельности	да
16.	Наличие нерегулируемых (других регулируемых, кроме передачи электроэнергии) видов деятельности	Технологическое присоединение к электрическим сетям, прочие виды деятельности

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и АО «ТГЭС» на 2025 год долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг., установленные Постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 28.11.2024 г. № 43/3, представлены в таблице.

Таблица № 2

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и АО «ТГЭС» на 2025 год

1 полугодие 2025 года		2 полугодие 2025 года			
Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
ставка на содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка на содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
руб./МВт мес.	руб./МВт. ч	руб./кВт. ч.	руб./МВт мес.	руб./МВт. ч	руб./кВт. ч.
1	2	3	4	5	6
460 721,40	543,58	1,45079	460 721,39	659,99	1,59492

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии АО «ТГЭС» по 2025 год включительно устанавливались с применением метода доходности investированного капитала.

Переход к регулированию тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые АО «ТГЭС», с применением метода доходности инвестированного капитала согласован приказом ФСТ России от 12.10.2012 г. № 234-э/2 с 1 января 2013 года. Первый долгосрочный период регулирования для АО «ТГЭС» установлен на период 2013-2017 гг.

2026 год для АО «ТГЭС» является четвертым годом третьего долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг.

Предложение об установлении индивидуальных тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии и величине необходимой валовой выручки от оказания услуг по передаче электрической энергии на 2026 год с приложением расчетных и обосновывающих документов направлено в адрес

Комитета Тульской области по тарифам письмом от 30.04.2025 г. № 03-16/2801 (вх. 40-01-14/1092 от 30.04.2025 г.).

В ходе проведения экспертизы в адрес Комитета Тульской области по тарифам АО «ТГЭС» было дополнительно направлено уточненное предложения об установлении индивидуальных тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии на 2026 год (вх. № 40-01-14/1931 от 31.10.2025 г.).

Основанием для оказания услуг по ведению базы инвестированного капитала и экспертизе необходимой валовой выручки на 2026 год АО «ТГЭС» в целях установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии являются требования Постановления Правительства РФ от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

Услуги оказываются в целях расчета экономически обоснованных тарифов на услуги по передаче электрической энергии территориальных сетевых организаций Тульской области.

АО «ТГЭС» ведется раздельный учет затрат по регулируемым видам деятельности в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 06.07.1998 г. № 700 «О ведении раздельного учета затрат по регулируемым видам деятельности в энергетике». Сведения о ведении раздельного учета представлены по формам таблиц 1.3. и 1.6. к приказу Минэнерго РФ от 13.12.2011 г. № 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».

АО «ТГЭС» утверждены следующие инвестиционные программы (действующие в течение анализируемого периода):

1) Приказ Минэнерго России от 16.11.2022 г. № 22@. «Об утверждении инвестиционной программы АО «Тульские городские электрические сети» на 2023-2027 годы»;

2) Приказ Минэнерго России от 08.12.2023 г. № 17@. «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ТГЭС» на 2023-2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 16.11.2022 г. № 22@»;

3) Приказ Минэнерго России от 22.10.2024 г. № 6@. «Об утверждении инвестиционной программы АО «ТГЭС» на 2024 - 2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ТГЭС» на 2023-2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 16.11.2022 г. № 22@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 08.11.2023 № 17@»;

4) Приказ Минэнерго России от 30.09.2025 г. № 100 «Об утверждении инвестиционной программы Акционерного общества «Тульские городские электрические сети» на 2025-2029 годы».

При расчете цен (тарифов) Экспертной группой применялись индексы потребительских цен (1,09 - 2025 год к 2024 году; 1,051 – 2026 год к 2025 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов Минэкономразвития России от 26.09.2025 г.

1. Оценка соответствия АО «ТГЭС» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям

Постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 г. № 184 (в редакции от 09.12.2025 г. № 1999) «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям» определены критерии отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Оценка соответствия АО «ТГЭС» критериям территориальной сетевой организации на 2026 год:

1) Владение на праве собственности (за исключением долевой собственности) трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), указанными в пункте 2 настоящих критериев, не менее 1 проектного номинального класса напряжения, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 150 МВА.

АО «ТГЭС» на праве собственности владеет однотрансформаторными подстанциями (293 шт.), двухтрансформаторными подстанциями (791 шт.) и мачтовыми подстанциями (10 шт.), используемыми в деятельности по передаче электрической энергии, с установленными силовыми трансформаторами суммарной мощностью 733,70 МВА.

2) Владение на праве собственности (за исключением долевой собственности) 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; 27,5-60 кВ; 1-20 кВ; ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи.

АО «ТГЭС» на праве собственности владеет воздушными и кабельными линиями электропередачи общей протяженностью 2 910,931 км, используемыми в деятельности по передаче электрической энергии, в том числе:

1) воздушные линии электропередачи (1-20 кВ) общей протяженностью 79,130 км;

2) воздушные линии электропередачи (ниже 1 кВ) общей протяженностью 771,375 км;

3) кабельные линии электропередачи (1-20 кВ) общей протяженностью 1 211,263 км;

4) кабельные линии электропередачи (ниже 1 кВ) общей протяженностью 849,163 км.

3) Отсутствие за 5 предшествующих расчетных периода регулирования 5 фактов применения органами экспертной группой 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.

Понижающие коэффициенты, позволяющие 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, органом экспертной группой власти Тульской области в области государственного регулирования тарифов к АО «ТГЭС» по результатам деятельности за 2020-2023 гг. не применялись.

В результате анализа фактических показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг территориальными сетевыми организациями Тульской области за 2024 год, определенных Комитетом Тульской области по тарифам, Экспертной группой не выявлена необходимость применения вышеуказанного понижающего коэффициента к АО «ТГЭС» по результатам деятельности за 2024 год.

4) Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.

АО «ТГЭС» имеет выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению: 8 (800) 700-51-16, 8 (4872) 74-93-50.

5) Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

АО «ТГЭС» имеет официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: <http://www.tulges.ru>.

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.

АО «ТГЭС» не имеет во владении и (или) пользовании объекты по производству электрической энергии (мощности), которые расположены в административных границах Тульской области и с использованием которых осуществляется производство электрической энергии (мощности) с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

7) Владелец объектов электросетевого хозяйства не находится под контролем иностранного инвестора (иностранный лица, группы лиц) в соответствии с признаками, предусмотренными частями 1 - 2.1 статьи 5 Федерального закона «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйствственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства». В целях применения положений настоящего пункта понятия «контроль» и «иностранный инвестор» используются в тех же значениях, что и в статье 3 указанного Федерального закона.

В соответствии со справкой АО «ТГЭС» о не нахождении под контролем иностранного инвестора и информационным письмом от 25.02.2025 г. № ЦО-13058-250225/1 о зарегистрированных лицах, с указанием процентного соотношения общего количества ценных бумаг к уставному капиталу эмитента и общему количеству ценных бумаг данной категории (типа) по состоянию на 20.02.2025 г. АО «ТГЭС» не находится под контролем иностранного инвестора.

Обобщенные данные по оценке соответствия АО «ТГЭС» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям представлены в таблице.

Таблица № 3

Оценка соответствия АО «ТГЭС» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям

№ п/п	Наименование критериев отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям	Показатели владельца электросетевого оборудования для оценки критериев на 2026 год	Оценка соответствия критериям ТСО (Да) - соответствует / (Нет) - не соответствует
1	2	3	4
1	Владение на праве собственности (за исключением долевой собственности) трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), указанными в пункте 2 настоящих критериев, не менее 1 проектного номинального класса напряжения, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 150 МВА	733,70 МВА	да
2	Владение на праве собственности (за исключением долевой собственности) линиями электропередачи, используемыми для осуществления регулируемой деятельности непосредственно соединенными с трансформаторными подстанциями, сумма протяженности которых по трассе составляет не менее 300 км, не менее 2 уровней напряжения		да
2.1	Количество уровней напряжения	2	да
	высокое напряжение (ВН) – 110 кВ и выше		
	среднее первое напряжение (СН1) – 27,5-60 кВ		
	среднее второе напряжение (СН2) – 1 – 20 кВ	1 290,393 км	
	низкое напряжение (НН) – ниже 1 кВ	1 620,538 км	
2.2	Сумма протяженности линий электропередач не менее 300 км	2 910,931 км	да
3	Отсутствие за 5 предшествующих расчетных периода регулирования 5 фактов применения органами экспертной группой власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, при анализе соответствия уровню надежности и качества оказываемых услуг.	да	да
4	Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.	8 (800) 700-51-16, 8 (4872) 74-93-50	да
5	Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»	http://www.tulges.ru	да
6	Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов по производству электрической энергии (мощности), которые расположены в административных границах Тульской области и с использованием которых осуществляется производство электрической энергии (мощности) с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.	отсутствует	да

№ п/п	Наименование критериев отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям	Показатели владельца электросетевого оборудования для оценки критериев на 2026 год	Оценка соответствия критериям ТСО (Да) - соответствует / (Нет) - не соответствует
1	2	3	4
7	Владелец объектов электросетевого хозяйства не находится под контролем иностранного инвестора (иностранных лиц, группы лиц) в соответствии с признаками, предусмотренными частями 1 - 2.1 статьи 5 Федерального закона «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйствственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства».	не находится	да
Результат оценки соответствия критериям ТСО		Соответствует	

АО «ТГЭС» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

2. Оценка финансового состояния АО «ТГЭС»

Проведенный анализ финансово-хозяйственной деятельности АО «ТГЭС» позволяет сделать следующие основные выводы:

1) На конец анализируемого периода (2024 год) в структуре активов Общества наибольшую долю составляют основные средства (68,05 %) и финансовые средства во внеоборотные активы (21,19 %). Доля собственного капитала в структуре источников формирования имущества составляет 57,72 %.

Величина чистого оборотного капитала на конец отчетного периода составляет (-20 250) тыс. руб. (разность между оборотными активами и текущими краткосрочными обязательствами) и показывает, что к окончанию 2024 года Общество не имело достаточно собственных оборотных средств.

2) Стоимость чистых активов АО «ТГЭС» на конец анализируемого периода увеличилась на 111 487 тыс. руб. Чистые активы к концу 2024 года составили 2 736 853 тыс. руб., что значительно выше уставного капитала Общества (487 154 тыс. руб.).

3) Анализ показателей финансовой устойчивости позволяет сделать выводы о платежеспособности Общества.

4) Анализ показателей ликвидности баланса позволяет сделать вывод, что баланс Общества на конец рассматриваемого периода не является абсолютно ликвидным.

5) Деятельность Общества является рентабельной. Рентабельность продаж в 2024 году составила 24,4 %, а общая рентабельность (отношение прибыли до налогообложения к выручке от реализации) составила 18 %. Деятельность Общества является прибыльной.

6) Коэффициент обрачиваемости дебиторской задолженности за 2024 год снизился, что не является позитивным фактором. Коэффициент

обращаемости кредиторской задолженности по сравнению с предыдущим периодом уменьшился, что свидетельствует о снижении активности Общества по погашению своих долгов.

3. Анализ основных производственных и технико-экономических показателей АО «Тульские городские электрические сети» фактических за 2023-2024 гг., ожидаемых в 2025 году и планируемых на 2026 год

АО «ТГЭС» является электросетевой организацией, обеспечивающей передачу и трансформацию электрической энергии от центров питания до потребителей электроэнергии.

Электросетевое хозяйство АО «ТГЭС», участвующее в передаче электрической энергии, состоит из трансформаторных подстанций 1-20 кВ, воздушных линий электропередачи 1-20 кВ и 0,4 кВ и кабельных линий электропередачи 3-10 кВ и до 1 кВ, коммутационного и другого вспомогательного оборудования для обеспечения режима и надежности передачи электрической энергии.

В составе предложения об установлении тарифов АО «ТГЭС» представлены расчеты условных единиц в форме таблиц П 2.1. и П 2.2. Приложения № 2 Методических указаний № 20-э/2 за 2024-2026 гг. (помесячно) и за 2027 год (том 1, листы 127-203).

Дополнительно АО «ТГЭС» был представлен скорректированный расчет условных единиц за 2024-2027 гг. (помесячно) письмом от 31.10.2025 г. № 03-16/6993 (уточненное предложение об установлении тарифов вх № 40-01-14/1931 от 31.10.2025 г., в электронном виде).

Движение фактических условных единиц за 2024-2025 гг. подтверждено копиями первичных бухгалтерских документов (актами о приеме-передаче основных средств ОС-1, актами о приеме-сдаче отремонтированных, реконструированных модернизированных объектов основных средств ОС-3, актами о списании объектов основных средств ОС-4).

По данным АО «ТГЭС» в соответствии с уточненной заявкой вх. № 40-01-14/1931 от 31.10.2025 г. фактическое среднегодовое значение условных единиц за 2024 год составляет 22 230,12 у.е., ожидаемое в 2025 году среднегодовое значение условных единиц – 22 437,76 у.е., планируемое на 2026 год среднегодовое значение условных единиц – 22 505,05 у.е.

Расчет среднегодового количества условных единиц осуществляется в соответствии с п. 12 Методических указаний № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 10.12.2025 г. № 1066/25):

«Уej, УЕj-1 – среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к активам и объектам электросетевого хозяйства, планируемым к эксплуатации в соответствующем году долгосрочного периода регулирования. При наличии известных фактических значений используется фактическое среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц на соответствующий год долгосрочного периода регулирования,

которое определяется с учетом фактического количества активов и объектов электросетевого хозяйства, участвующих в регулируемой деятельности, без учета месяца ввода в эксплуатацию. В отношении территориальных сетевых организаций, необходимая валовая выручка которых с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых за 3 последних периода регулирования превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориально сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, дополнительно учитывается среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к активам и объектам электросетевого хозяйства, планируемым к вводу в соответствующем году долгосрочного периода регулирования в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой, определяемое без учета месяца ввода в эксплуатацию. В случае если год ($j-1$) является первым (базовым) годом долгосрочного периода регулирования или годом, на который осуществлен пересмотр базового уровня операционных расходов, то в качестве показателя y_{j-1} используется количество условных единиц, учтенных при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии соответственно на первый (базовый) год или год, на который осуществлен пересмотр базового уровня операционных расходов.

Среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц определяется как частное от деления суммы, полученной в результате сложения количества условных единиц на первое число каждого месяца регулируемого периода (финансового года) и последнее число регулируемого периода, на количество месяцев в году, увеличенное на единицу».

Динамика объема условных единиц АО «ТГЭС» по линиям электропередачи и оборудованию, участвующего в передаче электрической энергии, за 2023-2024 гг. представлена в таблице.

Таблица № 4

Объем линий электропередачи и оборудования в условных единицах
АО «ТГЭС» за 2023-2024 гг.

№ п/п	Показатели	2023 год		2024 год		Темпы роста, %	
		план	факт по данным Эксперт ной группы	план	факт по данным Эксперт ной группы	план 2024 г. к плану 2023 г.	факт 2024 г. к факту 2023 г.
1	2	5	6			7	8
1.	Воздушные линии электропередачи, в том числе:						
1.1.	СН 11	1 272,76	1 248,78	1 264,70	1 278,37	99,37	102,37
1.2.	НН	88,31	87,34	87,61	87,96	99,21	100,71
2.	Кабельные линии электропередачи, в том числе:	1 184,45	1 161,43	1 177,09	1 190,40	99,38	102,49
		6 506,42	6 363,44	6 409,24	6 437,24	98,51	101,16

№ п/п	Показатели	2023 год		2024 год		Темпы роста, %	
		план	факт по данным Эксперт ной группы	план	факт по данным Эксперт ной группы	план 2024 г. к плану 2023 г.	факт 2024 г. к факту 2023 г.
1	2	5	6			7	8
2.1.	СН 11	4 237,84	4 138,08	4 157,47	4 179,48	98,10	101,00
2.2.	НН	2 268,58	2 225,36	2 251,77	2 257,76	99,26	101,46
3.	Оборудование, в том числе:	14 939,60	14 373,56	14 494,60	14 514,52	97,02	100,98
3.1.	СН 11	14 939,60	14 373,56	14 494,60	14 514,52	97,02	100,98
4.	Итого, в том числе:	22 718,78	21 985,78	22 168,54	230,12	97,58	101,11
4.1.	СН 11	19 265,75	18 598,99	18 739,68	18 781,96	97,27	100,98
4.2.	НН	3 453,03	3 386,79	3 428,86	3 448,17	99,30	101,81

Как следует из данных таблицы № 15, фактический среднегодовой объем условных единиц по линиям электропередачи и оборудованию по данным Экспертной группы в 2024 году увеличился по сравнению с объемом 2023 года на 244,34 у.е., или 1,11 %, и составил 22 230,12 у.е. Фактический объем условных единиц в 2023 году ниже планового объема на 733 у.е., или 3,23 %, а в 2024 году фактический объем превысил плановый объем на 61,58 у.е., или 0,28 %.

Фактический объем условных единиц по линиям электропередачи в 2023 году составлял 7 612,22 у.е., а в 2024 году – 7 715,6 у.е., его доля в общем объеме условных единиц составляла 34,62 % и 34,71 % соответственно.

Объем условных единиц по оборудованию за 2023 год составил 14 373,56 у.е., за 2024 год – 14 514,52 у.е., его доля в общем объеме условных единиц составила 65,38 % и 65,29 % соответственно.

Данные о планируемом объеме условных единиц по линиям электропередачи и оборудованию АО «ТГЭС» на 2025-2026 гг. представлены в таблице.

Таблица № 5

Объем линий электропередачи и оборудования в условных единицах
АО «ТГЭС» на 2025 – 2026 гг.

п/п	Показатели	Ожидаемый 2025 год		План 2026 год		Темп роста 2026 г. к ожид. за 2025 год (гр. 6/ гр.4 *100), %
		По данным Общества	По данным Экспертной группы	По данным Общества	По данным Экспертной группы	
1	2	3	4	5	6	7
1.	Воздушные линии электропередачи, в том числе:	1 301,68	1 301,68	1 307,57	1 307,46	100,44
1.1.	СН 11	88,10	88,10	88,22	88,11	100,01
1.2.	НН	1 213,58	1 213,58	1 219,35	1 219,35	100,48

п/п	Показатели	Ожидаемый 2025 год		План 2026 год		Темп роста 2026 г. к ожид. за 2025 год (гр. 6/гр.4 *100), %
		По данным Общества	По данным Экспертной группы	По данным Общества	По данным Экспертной группы	
1	2	3	4	5	6	7
2.	Кабельные линии электропередачи, в том числе:	6 526,69	6 521,95	6 569,48	6 542,48	100,31
2.1.	СН 11	4 236,59	4 232,24	4 270,98	4 246,51	100,34
2.2.	НН	2 290,10	2 289,71	2 298,50	2 295,97	100,27
3.	Оборудование, в том числе:	14 609,38	14 607,54	14 628,00	14 625,00	100,12
3.1.	СН 11	14 609,38	14 607,54	14 628,00	14 625,00	100,12
4.	Итого, в том числе:	22 437,76	22 431,17	22 505,05	22 474,94	100,20
4.1.	СН 11	18 934,08	18 927,88	18 987,20	18 959,62	100,17
4.2.	НН	3 503,68	3 503,29	3 517,85	3 515,32	100,34

Как следует из данных таблицы, планируемый на 2026 год среднегодовой объем условных единиц по линиям электропередачи и оборудованию по данным Экспертной группы увеличился по сравнению с ожидаемым среднегодовым объемом 2025 года на 43,77 у.е., или 0,2 %, и составляет 22 474,94 у.е.

Рост среднегодового объема условных единиц по линиям электропередачи на 2026 год по сравнению с ожидаемым за 2025 год объемом составляет 0,34 %, по оборудованию – 0,12 %.

Планируемый на 2026 год объем условных единиц по линиям электропередачи составляет 7 849,94 у.е., его доля в общем объеме условных единиц – 34,93 %.

Планируемый на 2026 год объем условных единиц по оборудованию составляет 14 625,0 у.е., его доля в общем объеме условных единиц – 65,07 %.

Расчет среднегодового количества условных единиц за 2023-2026 гг. по данным Экспертной группы представлены в приложениях №№ 1-4 к настоящему заключению.

Объем воздушных линий электропередач (ВЛЭП) и кабельных линий электропередач (КЛЭП) АО «ТГЭС» в условных единицах в зависимости от протяженности, напряжения, конструктивного использования и материала опор на 2026 год приведен в таблице.

Таблица № 6

Объем воздушных линий электропередач (ВЛЭП) и кабельных линий электропередач (КЛЭП) АО «ТГЭС» в условных единицах в зависимости от протяженности, напряжения, конструктивного использования и материала опор на 2026 год

	Напряжение, кВ	Количество цепей на опоре	Материал опор	Количество условных единиц (у) на 100 км трассы ЛЭП	Протяженность	Объем условных единиц, всего
				у/100 км		
1	2	3	4	5	6	7
ВЛЭП	1150	-	металл	800	-	-
	750	1	металл	600	-	-
	400 - 500	1	металл	400	-	-
			ж/бетон	300	-	-
	330	1	металл	230	-	-
			ж/бетон	170	-	-
		2	металл	290	-	-
			ж/бетон	210	-	-
	220	1	дерево	260	-	-
			металл	210	-	-
			ж/бетон	140	-	-
		2	металл	270	-	-
			ж/бетон	180	-	-
			дерево	180	-	-
КЛЭП	110 - 150	1	металл	160	-	-
			ж/бетон	130	-	-
ВЛЭП	110	2	металл	190	-	-
			ж/бетон	160	-	-
КЛЭП	220	-	-	3000	-	-
	110	-	-	2300	-	-
	ВН, всего				-	-
ВЛЭП	27,5-60	1	дерево	170	-	-
			металл	140	-	-
			ж/бетон	120	-	-
		2	металл	180	-	-
			ж/бетон	150	-	-
			дерево	160	1,08	1,73
	1 - 20	-	дерево на ж/б пасынках	140	1,71	2,39
			ж/бетон, металл	110	76,36	83,99
КЛЭП	27,5-60	-	-	470	-	-
	3 - 10	-	-	350	1 213,29	4 246,51
	СН1, всего			-	-	-
	СН2, всего			-	1 292,434	4 334,62
ВЛЭП	ниже 1 кВ	-	дерево	260	10,65	27,69
			дерево на ж/б пасынках	220	65,52	144,15
			ж/бетон, металл	150	698,34	1 047,51
КЛЭП	до 1 кВ	-	-	270	850,36	2 295,97
	НН, всего				1 624,873	3 515,32
	Итого по ЛЭП		ВН		-	-
			СН1		-	-
			СН2		1 292,43	4 334,62
			НН		1 624,87	3 515,32

Объем подстанций 35-1150 кВ, трансформаторных подстанций, комплексных трансформаторных подстанций и распределительных пунктов 0,4-20 кВ АО «ТГЭС» в условных единицах на 2026 год представлен в таблице.

Таблица № 7

Объем подстанций 35-1150 кВ, трансформаторных подстанций (ТП), комплексных трансформаторных подстанций (КТП) и распределительных пунктов (РП) 0,4-20 кВ АО «ТГЭС» в условных единицах на 2026 год

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Напряжение, кВ	Количество условных единиц (у) на единицу измерения	Количество единиц измерения	Объем условных единиц
				у/ед. изм.		
1	2	3	4	5	6	7
1	Подстанция	П/ст	1150	1000	-	-
			750	600	-	-
			400 - 500	500	-	-
			330	250	-	-
			220	210	-	-
			110 - 150	105	-	-
			35	75	-	-
2	Силовой трансформатор или реактор (одно- или трехфазный), или вольтодобавочный трансформатор	Единица оборудования	1150	60	-	-
			750	43	-	-
			400 - 500	28	-	-
			330	18	-	-
			220	14	-	-
			110 - 150	7,8	-	-
			35	2,1	-	-
			1 - 20	1	-	-
3	Воздушный выключатель	3 фазы	1150	180	-	-
			750	130	-	-
			400 - 500	88	-	-
			330	66	-	-
			220	43	-	-
			110 - 150	26	-	-
			35	11	-	-
			1 - 20	5,5	-	-
4	Масляный выключатель	-"-	220	23	-	-
			110 - 150	14	-	-
			35	6,4	-	-
			1 - 20	3,1	1 246	3 862,60
5	Отделитель с короткозамыкателем	Ед. оборуд.	400 - 500	35	-	-
			330	24	-	-
			220	19	-	-
			110 - 150	9,5	-	-
			35	4,7	-	-
6	Выключатель нагрузки	-"-	1 - 20	2,3	3 345	7 693,50

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Напряжение, кВ	Количество условных единиц (у) на единицу измерения	Количество единиц измерения	Объем условных единиц
				у/ед. изм.	ед. изм.	у.е.
1	2	3	4	5	6	7
7	Синхронный компенсатор мощн. 50 Мвар	-"-	1 - 20	26	-	-
8	То же, 50 Мвар и более	Ед. оборуд.	1 - 20	48	-	-
9	Статические конденсаторы	100 конд.	35	2,4	-	-
			1 - 20	2,4	-	-
10	Мачтовая (столбовая) ТП	ТП	1 - 20	2,5	-	-
11	Однотрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 - 20	2,3	10	25,00
12	Двухтрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 - 20	3	293	673,90
13	Однотрансформаторная подстанция 34/0,4 кВ	П/ст	35	3,5	790	2 370,00
14	Итого по оборудованию		BH		-	-
			CH1		-	-
			CH2		-	14 625,00
			HH		-	-

По расчету Экспертной группы, среднегодовой объем условных единиц электрооборудования АО «ТГЭС», участвующего в деятельности, связанной с оказанием услуг по передаче электрической энергии сторонним потребителям, на 2026 год составляет 22 474,94 у.е., в том числе:

- 1) CH 2 – 18 959,62 у.е.;
- 2) HH – 3 515,32 у.е.

Анализ основных показателей балансов электрической энергии (мощности) АО «ТГЭС» за 2023-2026 гг. проведен на основании следующих документов:

- 1) Формы статистического наблюдения 46-ЭЭ (передача) «Сведения об отпуске (передаче) электроэнергии распределительными сетевыми организациями отдельным категориям потребителей» за 2023-2024 гг.
- 2) Форма 1 (FORM.1.TSO.2026.ORG) «Предложение сетевой компании по технологическому расходу электроэнергии (мощности) - потерям в электрических сетях на 2026 год»;
- 3) Плановые балансы электрической энергии и мощности АО «ТГЭС» на 2026 год;
- 4) Сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по

субъектам Российской Федерации на 2026 год, утвержденным приказом ФАС России от 28 ноября 2025 года № 1006/25-ДСП.

Основные показатели балансов электрической энергии (мощности) АО «ТГЭС» за 2023-2024 гг. представлены в таблице.

Таблица № 8
Основные показатели балансов электрической энергии (мощности)
АО «ТГЭС» за 2023-2024 гг.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2023 год		2024 год	
			план	факт	план	факт
1	2	3	4	5	6	7
1.	Поступление электроэнергии в сеть	млн. кВт.ч	1 142,7109	1 158,3651	1 169,2291	1 188,7068
2.	Потери электроэнергии в сети	млн. кВт.ч	126,6126	128,3302	129,5506	129,9907
		%	11,08	11,08	11,08	10,94
3.	Полезный отпуск	млн. кВт.ч	1 016,0983	1 030,0349	1 039,6785	1 058,7161
4.	Заявленная мощность	МВт	173,03	177,06	180,93	187,91

Фактический объем поступления энергии в сеть АО «ТГЭС» в 2023 году составил 1 158,3651 млн. кВт.ч, что на 15,6542 млн. кВт.ч, или 1,37 %, выше принятого при установлении тарифов на 2023 год.

Фактические потери электрической энергии за 2023 год составили 128,3302 млн. кВт.ч, или 11,08 % от поступления в сеть. Фактические потери электрической энергии за 2023 год на 1,7176 млн. кВт.ч, или 1,36 %, выше принятых при установлении тарифов на 2023 год.

Фактический полезный отпуск электрической энергии за 2023 год составил 1 030,0349 млн. кВт.ч, что на 13,9366 млн. кВт.ч, или 1,37 %, выше принятого при установлении тарифов на 2023 год.

Фактический объем поступления энергии в сеть АО «ТГЭС» в 2024 году составил 1 188,7068 млн. кВт.ч, что на 19,4777 млн. кВт.ч, или 1,67 %, выше принятого при установлении тарифов на 2024 год и на 2,62 % выше фактического объема за 2023 год.

Фактические потери электрической энергии за 2024 год составили 129,9907 млн. кВт.ч, или 10,94 % от поступления в сеть. Фактические потери электрической энергии за 2024 год на 0,4401 млн. кВт.ч, или 0,34 %, выше принятых при установлении тарифов на 2024 год и на 1,29 % выше фактических потерь электроэнергии за 2023 год.

Фактический полезный отпуск электрической энергии за 2024 год составил 1 058,7161 тыс. кВт.ч, что на 19,0376 тыс. кВт.ч, или 1,83 %, выше принятого при установлении тарифов на 2024 год и на 2,78 % выше фактического объема полезного отпуска за 2023 год.

Основные показатели балансов электрической энергии (мощности) АО «ТГЭС» за 2025-2026 гг. представлены в таблице.

Таблица № 9
Основные показатели балансов электрической энергии (мощности)
АО «ТГЭС» за 2025-2026 гг.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2025 год утверждено	2026 год план		Темп роста 2026 г. к 2025 г., %
				По данным Общества	По данным Экспертной группы	
1	2	3	4	5	6	7
1.	Поступление электроэнергии в сеть	млн. кВт.ч	1 226,9460	1 190,6380	1 190,6380	97,04
2.	Потери электроэнергии в сети	млн. кВт.ч	135,9456	131,9227	131,9227	97,04
		%	11,08	11,08	11,08	100,00
3.	Полезный отпуск	млн. кВт.ч	1 091,0004	1 058,7153	1 058,7153	97,04
3.1.	в том числе, конечным потребителям	млн. кВт.ч	1 051,3249	1 018,0558	1 018,0558	96,84
4.	Заявленная мощность	МВт	181,94	187,91	187,91	103,28
4.1.	в том числе, конечным потребителям	МВт	175,11	180,71	180,71	103,20

Объем поступления электрической энергии в сеть Общества, принятый при установлении тарифов на 2025 год, составляет 1 226,946 млн. кВт.ч. При этом объем потерь электроэнергии составляет 135,9456 млн. кВт.ч, или 11,08 %, от поступления в сеть. Полезный отпуск электрической энергии, принятый при установлении тарифов на 2025 год, составляет 1 091,0004 млн. кВт.ч., в том числе полезный отпуск электрической энергии конечным потребителям – 1 051,3249 млн. кВт.ч.

Заявленная мощность конечных потребителей, принятая при установлении тарифов на 2025 год, составляет 175,11 МВт.

Объем поступления электрической энергии в сеть АО «ТГЭС» в 2026 году составляет 1 190,638 млн. кВт.ч., что на 2,96 % ниже принятого при установлении тарифов на 2025 год. При этом объем потерь электроэнергии составляет 131,9227 млн. кВт.ч, или 11,08 %, от поступления в сеть, что ниже на 2,96 % по сравнению с установленным на 2025 год показателем. Полезный отпуск электрической энергии на 2026 год составляет 1 058,7153 млн. кВт.ч. Полезный отпуск электрической энергии конечным потребителям на 2026 год составляет 1 018,0558 тыс. кВт.ч.

Заявленная мощность конечных потребителей, принятая при установлении тарифов на 2026 год, составляет 180,71 МВт.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 19.11.2024 г. № 1581 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 29.11.2011 г. № 1178» уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации пересматривается в случае изменения суммарной величины отпуска электрической энергии в электрические сети

такой организации на 20 и более процентов величины, учтенной при установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на первый год долгосрочного периода регулирования или на очередной год долгосрочного периода регулирования после пересмотра уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям.

Величина отпуска электрической энергии в электрические сети АО «ТГЭС» на 2026 год выше величины отпуска электрической энергии, учтенной при установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год (первый год долгосрочного периода регулирования), на 4,19 %.

Соответственно, пересмотр уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям АО «ТГЭС» не осуществляется.

Заключение системообразующей территориальной сетевой организации (далее – СТСО) филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго», осуществляющей деятельность на территории Тульской области, содержащее анализ основных технико-экономических показателей АО «ТГЭС» за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования, представлено в Приложении №6 к настоящему экспертному заключению в соответствии с требованиями пункта 22 Правил государственного регулирования.

В целях исключения отрицательных тарифных последствий рекомендуем АО «ТГЭС» в соответствии с требованиями подпунктов 13, 16 и 18 пункта 17 Правил государственного регулирования, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 направлять в адрес Комитета, а также в СТСО актуальные сведения об объектах электросетевого хозяйства, принадлежащих АО «ТГЭС» (с приложением копий документов, подтверждающих владение такими объектами электросетевого хозяйства на праве собственности или ином законном основании).

Вместе с тем в целях единого толкования и соблюдения норм законодательства при проведении анализа технико-экономических показателей в том числе расчете объема обслуживаемого электросетевого оборудования в условных единицах рекомендуем СТСО отражать в экспертном заключении основания о принятых и не принятых в расчет объектах, снижения количества условных единиц, причинах отклонения от предложения организации.

4. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений АО «ТГЭС» нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов

В соответствии с пунктом 12 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных Постановлением Правительства от 29.12.2011 г. № 1178 (далее – Правила регулирования тарифов), и пунктом 4 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 экспертная группой власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов утвержденного Приказом ФАС России 22.07.2024 г. № 489/24, в адрес Комитета Тульской области по тарифам со стороны АО «ТГЭС» поступило предложение об установлении индивидуальных тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии и величине скорректированной необходимой валовой выручки от оказания услуг по передаче электрической энергии на 2026 год долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. (вх. № 40-01-14/1092 от 30.04.2025 г. на № 03-16/2801 от 30.04.2025 г.) и представлены обосновывающие документы в 1 томе и на DVD - диске.

В ходе проведения экспертизы в адрес Комитета Тульской области по тарифам АО «ТГЭС» было дополнительно направлено уточненное предложение об установлении индивидуальных тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии на 2026 год (вх. № 40-01-14/1931 от 31.10.2025 г.) и представлены обосновывающие материалы.

АО «ТГЭС» опубликовало на официальном сайте (<http://www.tulges.ru>) Предложение о размере цен (тарифов) и долгосрочных параметров регулирования на 2026 год, в порядке, установленном стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24.

Представленные АО «ТГЭС» материалы прошиты, пронумерованы, скреплены печатью и подписью уполномоченного лица.

Экспертная группа исходил из того, что содержащаяся в представленных документах информация является достоверной.

Ответственность за достоверность представленных документов и информации несет АО «ТГЭС». Выводы Экспертной группы, приведенные в настоящем документе, основывались исключительно на результатах анализа представленных документов.

В процессе оказания услуг проводился анализ соответствия представленных материалов и обосновывающих документов следующим нормативным правовым актам РФ:

- 1) Конституция Российской Федерации, Гражданский, Налоговый кодексы Российской Федерации.
- 2) Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

3) Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

4) Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», включающее Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования) и Правила государственного регулирования (пересмотре, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила регулирования).

5) Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 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 потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».

6) Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

7) Постановление Правительства РФ от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».

8) Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2009 г. № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг».

9) Постановление Правительства РФ от 14.11.2022 г. № 2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов) с 1 декабря 2022 г. по 31 декабря 2023 г. и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

10) Приказ ФСТ России от 6 августа 2004 г. № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке».

11) Приказ ФСТ России от 30 марта 2012 г. № 228-э «Об утверждении методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала».

12) Приказ ФСТ России от 26 октября 2010 г. № 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».

13) Приказ Министерства энергетики РФ от 29 ноября 2016 г. № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций».

14) Приказ Министерства энергетики РФ от 18 октября 2017 г. № 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».

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

16) Приказ Минэнерго России от 13.12.2011 г. № 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».

17) Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов.

18) Иные нормативно-правовые акты, регламентирующие тарифное регулирование в сфере электроэнергетики.

По результатам проведенного анализа соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней установлено, что представленные АО «ТГЭС» материалы и расчеты, а также форма представления предложений в целом соответствуют требованиям нормативно-методических документов по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней.

5. Ведение базы инвестированного капитала с учетом реализации инвестиционной программы АО «ТГЭС» в 2024 году для определения необходимой валовой выручки на 2026 год

Расчет цен (тарифов) с применением метода доходности инвестированного капитала осуществляется в соответствии с Методическими

указаниями № 228-э, в состав которых входят правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета.

В соответствии с Методическими указаниями по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала № 228-э расчеты возврата инвестированного капитала и дохода на инвестированный капитал, включаемые в состав необходимой валовой выручки, производятся исходя из величин полной и остаточной стоимости инвестированного капитала.

Регулирование тарифов АО «ТГЭС» с применением метода доходности инвестированного капитала осуществляется с 01.01.2013 г. Третий долгосрочный период регулирования для АО «ТГЭС» начался с 2023 года.

При переходе к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала срок возврата капитала АО «ТГЭС», инвестированного до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, составлял 10,47 лет. С учетом досрочного выбытия объектов «старого» капитала в течение первого и второго долгосрочных периодов регулирования на начало третьего долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. капитал, инвестированный до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала («старый» капитал), был полностью возвращен.

В соответствии с п. 35 Основ ценообразования в базу инвестированного капитала включаются объекты, фактически принятые к бухгалтерскому учету в качестве основных средств. Признание факта досрочного выбытия объектов инвестированного капитала (в соответствии с п. 73 Методических указаний № 228-э) может быть осуществлено только при наличии данных бухгалтерского учета за анализируемый период.

В целях оказания услуг по настоящему договору АО «ТГЭС» представлены данные бухгалтерского учета: оборотно-сальдовая ведомость по счету 01 за 2024 год и 9 месяцев 2025 года (в электронном виде).

Учет инвестированного капитала ведется раздельно от учета стоимости активов организации, включая бухгалтерский и налоговый учет.

Общие правила организации учета базы инвестированного капитала определены в п. 35 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 г. № 1178:

«Величина базы инвестированного капитала на каждый очередной год долгосрочного периода регулирования и на 1-й год очередного долгосрочного периода регулирования определяется как величина базы инвестированного капитала на предшествующий год с учетом:

размера активов, определяемого на основании данных об объектах электросетевого хозяйства и объектах производственного назначения, в том числе о машинах и механизмах, фактически принятых к бухгалтерскому учету в качестве основных средств за отчетный год и за истекший период текущего года, за который имеются отчетные данные, в соответствии с инвестиционной

программой, утвержденной в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике (при этом учитываемая при определении размера активов стоимость объектов основных средств, принятых к бухгалтерскому учету начиная с 1 января 2026 г., сформированная по результатам реализации мероприятий по организации коммерческого учета, не должна превышать объем финансовых потребностей, определенный в соответствии с нормативами предельного объема финансовых потребностей, а учитываемая стоимость объектов электросетевого хозяйства, принятых к бухгалтерскому учету в качестве основных средств после вступления в силу укрупненных нормативов цены, не должна превышать стоимость таких объектов, определенную в соответствии с укрупненными нормативами цены, за исключением объектов электросетевого хозяйства, построенных (реконструированных) с применением технологических решений капитального строительства, в отношении которых отсутствуют утвержденные Министерством энергетики Российской Федерации укрупненные нормативы цены, а также за исключением объектов электросетевого хозяйства, предусмотренных инвестиционными проектами, реализация которых предусмотрена инвестиционной программой, утвержденной до вступления в силу укрупненных нормативов цены, при условии наличия утвержденной до 10 декабря 2016 г. в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности проектной документации в отношении объектов капитального строительства и их частей, строительство и (или) реконструкция которых предусмотрены такими инвестиционными проектами, и непревышения оценки полной (фактической) стоимости соответствующего инвестиционного проекта над полной стоимостью такого инвестиционного проекта, указанной в решении об утверждении инвестиционной программы, принятом в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ до вступления в силу укрупненных нормативов цены);

стоимости активов, включаемых в базу инвестированного капитала, определяемой в соответствии с инвестиционной программой, утвержденной в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, без учета стоимости активов, создаваемых в целях технологического присоединения от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики за счет поступлений от платы за технологическое присоединение к электрическим сетям. При этом учитываемая при определении величины базы инвестированного капитала стоимость объектов основных средств, принятых к бухгалтерскому учету начиная с 1 января 2026 г., сформированная по результатам реализации мероприятий по организации коммерческого учета, не должна превышать объем финансовых потребностей, определенный в соответствии с нормативами предельного объема финансовых потребностей, а учитываемая стоимость активов (объектов) электросетевого хозяйства, принятых к бухгалтерскому учету в качестве основных средств

после вступления в силу укрупненных нормативов цены, не должна превышать стоимость таких объектов, определенную в соответствии с укрупненными нормативами цены, за исключением объектов электросетевого хозяйства, построенных (реконструированных) с применением технологических решений капитального строительства, в отношении которых отсутствуют утвержденные Министерством энергетики Российской Федерации укрупненные нормативы цены, а также за исключением объектов электросетевого хозяйства, предусмотренных инвестиционными проектами, реализация которых предусмотрена инвестиционной программой, утвержденной до вступления в силу укрупненных нормативов цены, при условии наличия утвержденной до 10 декабря 2016 г. в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности проектной документации в отношении объектов капитального строительства и их частей, строительство и (или) реконструкция которых предусмотрены такими инвестиционными проектами, и непревышения оценки полной (фактической) стоимости соответствующего инвестиционного проекта над полной стоимостью такого инвестиционного проекта, указанной в решении об утверждении инвестиционной программы, принятом в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ до вступления в силу укрупненных нормативов цены;

стоимости активов, введенных в эксплуатацию в целях технологического присоединения от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики, созданных не за счет поступлений от платы за технологическое присоединение к электрическим сетям;

изменений состава активов производственного назначения, фактически введенных в эксплуатацию и используемых организацией для осуществления регулируемой деятельности, определяемого в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета;

уменьшения на величину возврата инвестированного капитала, осуществленного в течение прошедшего периода регулирования.

При определении базы инвестированного капитала (размера инвестированного капитала) не учитываются:

выплаты по кредитам (займам) и облигациям, комиссионные и иные платежи, произведенные в связи с привлечением заемного капитала до перехода к установлению тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала;

средства, полученные безвозмездно из бюджетов бюджетной системы Российской Федерации;

стоимость объектов, финансирование которых осуществлено государственными корпорациями.

Расходы, связанные со строительством (реконструкцией) объектов, введенных в эксплуатацию, осуществление которого предусматривается за

счет средств, получаемых в качестве платы за технологическое присоединение, в соответствии с инвестиционной программой и которое не профинансирано за счет доходов, полученных в качестве платы за технологическое присоединение, в соответствии с методическими указаниями, предусмотренными пунктом 32 настоящего документа, включаются в базу инвестированного капитала сетевых организаций. Доходы, полученные в качестве платы за технологическое присоединение, исключаются из базы инвестированного капитала сетевой организации в размере выручки, полученной в качестве платы за технологическое присоединение, компенсирующей указанные расходы, за вычетом расходов на разработку, выдачу и проверку выполнения технических условий, а также уплаченного налога на прибыль организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Расходы сетевой организации в размере, определенном в судебном акте, понесенные ею на уплату неустойки по договору об осуществлении технологического присоединения при нарушении указанной сетевой организацией срока осуществления мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренного таким договором, не подлежат учету при установлении регулируемых цен (тарифов).

При определении базы инвестированного капитала учитываются в том числе средства, полученные в качестве бюджетных инвестиций, влекущих за собой возникновение права государственной или муниципальной собственности на эквивалентную часть уставных (складочных) капиталов юридических лиц.

Сумма инвестиций в объекты капитальных вложений, которые не используются в соответствии с их проектной (установленной) мощностью, уменьшается для определения базы инвестированного капитала пропорционально отношению используемой и проектной мощностей объектов в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета. Определение степени фактической загрузки объектов (величины проектной и установленной мощности) электросетевого хозяйства определяется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Министерством энергетики Российской Федерации.

В необходимую валовую выручку организации включаются средства, обеспечивающие возврат инвестированного капитала, определяемые исходя из величины базы инвестированного капитала, с учетом особенностей, установленных пунктом 36 настоящего документа.

Срок возврата инвестированного капитала устанавливается регулирующими органами в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета и может быть дифференцирован по группам активов и с учетом уровня физического износа активов.

База инвестированного капитала ведется в отношении каждого объекта, необходимого для осуществления регулируемого вида деятельности. Объекты, переданные во владение и (или) пользование другим лицам, не учитываются в базе инвестированного капитала.»»

Методическими указаниями по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденными приказом от 30.03.2012 г. № 228-э, установлены правила определения стоимости активов, размера инвестированного капитала и ведения их учета.

В соответствии с п. 28 Методических указаний № 228-э база инвестированного капитала определяется на начало каждого следующего года регулирования после первого применения метода доходности инвестированного капитала, как стоимость активов в эксплуатации, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, накопленных с момента перехода на регулирование по методу доходности инвестированного капитала с учетом изменения состава и стоимости таких активов.

В соответствии с п. 59 Методических указаний при определении первоначальной и остаточной стоимости базы инвестированного капитала не учитывается капитал, который был возвращен в полном объеме. После возврата капитала, инвестированного в текущем году в полном объеме, первоначальная и остаточная стоимости базы инвестированного капитала регулируемой организации уменьшаются на полную величину возвращенного инвестированного капитала.

В соответствии с представленными данными Экспертной группой проведен анализ планируемых и фактических значений первоначальной и остаточной стоимости базы инвестированного капитала инвестированного капитала на начало 2026 года.

Для целей определения величины базы инвестированного капитала регулируемая организация ежегодно, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики предоставляет на утверждение регулирующих органов план ввода объектов в эксплуатацию на период, соответствующий периоду установления долгосрочных тарифов (п. 64 Методических указаний № 228-э).

В соответствии с п. 65 Методических указаний № 228-э в течение периода регулирования ежегодно проводится корректировка первоначальной и остаточной стоимости базы инвестированного капитала с учетом фактических данных о введенных в эксплуатацию объектах, списании (выбытии) активов до установленного срока их использования.

Учет базы инвестированного капитала ведется по показателям, представленным в таблице.

Таблица № 10

Учет базы инвестированного капитала
во втором и последующих периодах регулирования.

Показатель	Обозначение	Порядок расчета
Первоначальная	ПИК ₀	На начало второго ДПР равна сумме первоначальной стоимости

Показатель	Обозначение	Порядок расчета
стоимость базы инвестированного капитала на начало ДПР		базы инвестированного с учетом изменений за первый ДПР (выбытие до окончания СПИ, ввод, исключение возвращенного) Начиная с третьего ДПР равна первоначальной стоимости базы инвестированного капитала предшествующего ДПР с учетом изменений за предшествующий ДПР (выбытие до окончания СПИ, ввод)
Остаточная стоимость базы инвестированного капитала на начало ДПР	OIK_0	На начало второго ДПР равна сумме остаточной стоимости базы инвестированного капитала с учетом изменений за первый ДПР (возврат, выбытие до окончания СПИ, ввод, исключение возвращенного) Начиная с третьего ДПР равна остаточной стоимости базы инвестированного капитала предшествующего ДПР с учетом изменений за предшествующий ДПР (возврат, выбытие до окончания СПИ, ввод, исключение возвращенного)
Первоначальная / остаточная стоимость базы инвестированного капитала на начало 1-го года ДПР	PIK_1 OIK_1	Плановая: $PIK_1 = PIK_0$ $OIK_1 = OIK_0$ Скорректированная: $PIK_{ck}^{ck} = PIK_0^{ck}$ $OIK_{ck}^{ck} = OIK_0^{ck}$ Корректировка производится с учетом фактических вводов и выбытий, которые были учтены при установлении PIK_0 как планируемые.
Первоначальная стоимость базы инвестированного капитала на начало 2-го и последующих годов ДПР	PIK_{i+1}	Плановая: $PIK_{i+1} = PIK_0 + \sum_{j=1}^i \mathcal{E}_j^{pl}$, где \mathcal{E}_j^{pl} - объем ввода объектов в эксплуатацию, запланированный к осуществлению в году j ДПР Скорректированная: $PIK_{i+1}^{ck} = PIK_0^{ck} + \sum_{j=1}^i \mathcal{E}_j^* - \sum_{j=1}^i Vyb_j^{\Pi} - \sum_{j=1}^i Korr_j^{\Pi}$, где \mathcal{E}_j^* - скорректированная стоимость объектов, введенных в эксплуатацию, Vyb_j^{Π} - первоначальная стоимость базы инвестированного капитала, соответствующая фактическому выбытию активов до установленного срока их использования, и первоначальная стоимость базы инвестированного капитала, который был возвращен в полном объеме, $Korr_j^{\Pi}$ - корректировка первоначальной стоимости базы инвестированного капитала по итогам года j периода регулирования, определяемая регулирующим органом, связанная с фактическим изменением состава и стоимости активов.
Остаточная стоимость базы инвестированного капитала на начало 2-го и последующих годов ДПР	OIK_{i+1}	Плановая: $OIK_{i+1} = OIK_0 + \sum_{j=1}^i \mathcal{E}_j^{pl} - \sum_{j=1}^i \frac{PIK_i}{CBK}$, где \mathcal{E}_j^{pl} - объем ввода объектов в эксплуатацию, запланированный к осуществлению в году j ДПР, Скорректированная: $OIK_{i+1}^{ck} = PIK_{i+1}^{ck} - \sum_{j=1}^i \frac{PIK_i^{ck}}{CBK} - PIK_0^{ck} + OIK_0^{ck}$
Ввод объектов в эксплуатацию	\mathcal{E}^{pl} \mathcal{E}^*	Плановая: $\mathcal{E}_j^{pl} = V_j^{pl} - PT\mathcal{P}_j^{pl}$, где V_j^{pl} - стоимость ввода объектов в эксплуатацию, предусмотренная утвержденным планом ввода объектов в эксплуатацию без учета

Показатель	Обозначение	Порядок расчета
		<p>НДС и незавершенного строительства.</p> <p>$\text{ПТП}_j^{\text{пл}}$ - величина планируемых поступлений средств по оплате инвестиционной составляющей платы за технологическое присоединение объектов, введенных в эксплуатацию в году j, в соответствии с тарифными решениями, за вычетом планируемого к уплате налога на прибыль, без учета НДС.</p> <p>Скорректированная:</p> $\mathcal{E}_j^* = B_j^* - \text{ПТП}_j^*, \text{ где}$ <p>B_j^* - стоимость ввода объектов в эксплуатацию без учета НДС и незавершенного строительства:</p> <ul style="list-style-type: none"> - фактически введенных объектов до периода (включительно), по которому известны отчетные данные, - согласно скорректированному утвержденному плану для текущего расчетного периода. <p>ПТП_j^* - величина поступлений средств по оплате инвестиционной составляющей платы за технологическое присоединение (за вычетом налога на прибыль, без учета НДС):</p> <ul style="list-style-type: none"> - фактических по объектам, введенным в эксплуатацию в периоде, по которому известны отчетные данные, - скорректированных планируемых для текущего расчетного периода.

На начало 2024 года полная и остаточная стоимость инвестированного капитала АО «ТГЭС» (капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, или «нового» капитала) с учетом фактических вводов и выбытий объектов и возврата капитала за 2023 год составили:

полная стоимость -3 496 389,56 тыс. руб.;

остаточная стоимость – 3 006 687,33 тыс. руб.

Следует отметить, что в базу инвестированного капитала в 2023 году включены 2 подстанции с земельными участками (объекты незавершенного строительства), приобретенные АО «ТГЭС» в 2021 году в соответствии с инвестиционной программой.

1. ПС 110/35/10 Велес общей мощностью 16 МВА (здание и земельный участок);

2. ПС 35/10 Велегож Заокского района общей мощностью 10 МВА (здание и земельный участок).

Стоимость приобретенных в 2021 году вышеуказанных объектов составила 30 038 тыс. руб. Стоимость указанных объектов включена в базу инвестированного капитала в 2023 году.

В 2022 году проведены работы по достройке ПС 110/35/10 Велес на сумму 97 309,55 тыс. руб., что включено реестр формирования базы инвестированного капитала (Приложение № 5). В результате чего полная стоимость приобретенных объектов в 2024 году составила 127 347,55 тыс. руб.

Приобретенные объекты переданы в аренду филиалу «Тулэнерго» ПАО «Россети Центр и Приволжье».

В соответствии с п. 35 Основ ценообразования (ПП 1178 от 29.12.2011 г.)

«База инвестированного капитала ведется в отношении каждого объекта, необходимого для осуществления регулируемого вида деятельности. Объекты, переданные во владение и (или) пользование другим лицам, не учитываются в базе инвестированного капитала».

В соответствии с указанными положениями Экспертной группой рассчитана полная и остаточная стоимость объектов, переданных в аренду. На начало 2026 года стоимость объектов, переданных в аренду, исключается из базы инвестированного капитала АО «ТГЭС».

Таблица № 11

Расчет полной и остаточной стоимости объектов, переданных в аренду и исключаемых из базы инвестированного капитала АО «ТГЭС» на начало 2026 года,

Наименование объекта	Инв. номер	2023 год ввод 2021 года	2024 год ввод 2022 года	2024 год возврат капитала	2025 год возврат капитала	На начало 2026 года полная	На начало 2026 года остаточная	Тыс. руб.
ПС Велес								
71:09:01 01 01:3954 Заокский район, 400 м. севернее д.Искань	БП-000647	517,00	-	14,77	14,77	517,00	487,46	
Объект НЗС 71:09:010101:3374 Заокский район, д.Искань	БП-000648 с 2024 БП- 002400	18 527,00	97 309,55	529,34	3 309,62	115 836,55	111 997,59	
ПС Велегож								
Объект НЗС 71:09:010706:453 Заокский район, с.Велегож	БП-000649	8 821,00	-	252,03	252,03	8 821,00	8 316,94	
71:09:01 07 01:290 Заокский район, с.Велегож	9663296	2 173,00	-	62,085	62,085	2 173,00	2 048,83	
		30 038,00	97 309,55	858,23	3 638,51	127 347,55	122 850,82	

Таким образом, на начало 2026 года из инвестированного капитала должна быть исключена стоимость объектов, переданных в аренду, в том числе:

- из полной стоимости инвестированного капитала -127 347,55 тыс. руб.;
- из остаточной стоимости инвестированного капитала - 122 850,83 тыс. руб.

Согласно Методическим указаниям № 228-э регулирующие органы ежегодно на основе данных, представляемых регулируемой организацией, ведут учет инвестированного капитала и активов, стоимость которых учитывается при определении стоимости базы инвестированного капитала.

На начало долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. АО «ТГЭС» ведется учет капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, или «нового» капитала.

При ведении учета инвестиированного капитала учитывается как ввод объектов в состав основных средств в соответствии с инвестиционной программой, так и выбытие объектов до окончания срока их использования.

Выбытие активов до окончания срока их использования

По расчету АО «ТГЭС» фактическое выбытие активов из базы «нового» капитала за 2024 год составляет:

- по первоначальной стоимости: 1 942,83 тыс. руб.;
- по остаточной стоимости: 1 289,72 тыс. руб.

В соответствии с п. 73 Методических указаний № 228-э:

«При выбытии в течение текущего периода регулирования объектов, стоимость которых учитывалась при определении размера инвестиированного капитала регулируемой организацией, а также при определении базы инвестиированного капитала регулируемой организации на начало второго и последующих периодов регулирования, определяется степень их износа на момент выбытия, по данным бухгалтерского учета (с подтверждением факта списания соответствующими актами выбытия). В случае полного износа признается факт своевременного выбытия объекта, и корректировка стоимости размера или базы инвестиированного капитала не производится. В случае неполного износа признается факт досрочного выбытия объекта и производится уменьшение утвержденной первоначальной (остаточной) стоимости базы инвестиированного капитала на величину утвержденной при определении стоимости базы инвестиированного капитала на начало периода регулирования первоначальной (остаточной) стоимости выбывающего объекта».

Для проверки представленных организациями данных Экспертной группой произведена сверка реестров выбытия активов с данными бухгалтерского учета (оборотно-сальдовыми ведомостями по счету 01 «Основные средства») и с данными регистров учета инвестиированного капитала.

АО «ТГЭС» представлено Приложение № 7 за 2024 год, которое приведено в таблице.

Таблица № 12
Реестр выбытия активов из базы «нового» капитала по данным
АО «ТГЭС» за 2024 год

						Исключается из базы РАБ, тыс. руб.
Код ОС	Наименование ОС	Дата ввода	N акта списания	Первоначальная балансовая стоимость	Остаточная балансовая стоимость на дату списания	
1	2	3	4	5	6	7
БП-000842	Ящик с набором газовой горелки FH-1630-PIE-MC 10	22.10.2021	000000000001	22.01.2024	81,975	45,086

БП-000843	Ящик с набором газовой горелки FH-1630-PIE-MC 10	22.10.2021	000000000002	22.01.2024	81,975	45,086
БП-000456	Трансформатор ТМ-315/6-0,4 №54394 б/у	13.01.2021	000000000003	01.02.2024	12,958	11,626
БП-000566	Трансформатор ТМ-180/6-0,4 №6501 б/у	13.04.2021	000000000004	05.02.2024	115,417	104,516
БП-000328	Трансформатор ТМ-400/6-0,4 №55822 б/у	21.09.2020	000000000006	20.02.2024	98,398	87,192
БП-002337	Трансформатор ТМ-400/6-0,4 №15471 б/у	18.09.2023	000000000007	04.03.2024	199,460	196,136
9652944	ВЛИ-0,4кВ ТП 194 до ВРУ экрана по адресу: г. Тула, пересеч. ул. Октябрьская/ул. Пузакова	28.02.2014	000000000002	29.03.2024	383,103	170,404
БП-000470	Трансформатор ТМ-400/610-0,4 №1479 б/у	22.01.2021	000000000008	22.04.2024	20,250	18,056
БП-001860	Трансформатор ТМ-180/610-0,4 №51345 б/у	21.03.2023	000000000009	22.04.2024	117,708	113,458
БП-000792	Щит учета на ВЛИ-0,4кВ КТП 1452 сеть 1 пер.1-й Парковый, д.4	29.09.2021	000000000009	27.05.2024	15,644	9,684
9663814	Клещи токовые ATK-2200	30.09.2021	000000000010	28.05.2024	47,458	0,000
БП-001269	Щит учета на ВЛИ-0,4кВ ТП 325 сеть 1 ул. 9 Мая, д.1 (лит Г)	2022	000000000013	14.10.2024	33,411	21,479
9657586	КТП 1220	30.04.2014	000000000023	23.12.2024	469,450	219,077
БП-001710	Трансформатор ТМ-630/6-0,4 №1545234б/у	09.12.2022	000000000024	25.12.2024	265,625	247,917
Итого выбытие базы инвестированного капитала в отчетном периоде, тыс. руб.:					8	9
					1 942,83	1 289,72

Экспертной группой проведен анализ представленного приложения на соответствие данным бухгалтерского учета и данным учета инвестированного капитала.

Из 14 объектов, указанных в представленном АО «ТГЭС» Приложении № 7, 12 объектов выбывают полностью, их полная и остаточная стоимость выбытия соответствует данным бухгалтерского учета.

Объект с инвентарным номером 9652944 «ВЛИ-0,4кВ ТП 194 до ВРУ экрана ул. Октябрьская /ул. Пузакова» списывается частично, стоимость списания соответствует данным бухгалтерского учета.

В состав выбывающих объектов включен объект с инвентарным номером 9663814 «Клещи токовые» с первоначальной стоимостью 47,458 тыс. руб. и нулевой остаточной стоимостью в бухгалтерском учете на дату списания. В соответствии с положениями Методических указаний № 228-э (п. 73), этот объект полностью самортизирован и списанию не подлежит.

По расчету Экспертной группы полная и остаточная стоимость выбывающих объектов, представленных АО «ТГЭС» в Приложении № 7 за 2024 год, составляет 1 895,37 тыс. руб. и 1 289,72 тыс. руб., соответственно.

Анализ оборотно-сальдовой ведомости за 2024 год выявил 7 объектов «нового» капитала, выбывающих в 2024 году по данным бухгалтерского учета, но не отраженных в Приложении № 7. Все эти объекты были учтены в базе

«нового» инвестированного капитала (в соответствующие годы их ввода) и выбывают по данным бухгалтерского учета в 2024 году, но не указаны в Приложении № 7 за 2024 год. Акты списания по этим объектам не предоставлены.

Таблица № 13

**Данные о выбытии активов из базы «нового» капитала АО «ТГЭС»
за 2024 год, не включенные в реестр выбытия в 2024 году, по расчету
Экспертной группы**

						Исключается из базы РАВ, тыс. руб.
Код ОС	Наименование	Дата ввода	N акта списан ия	Дата списания	Первоначальн ая балансовая стоимость	Остаточная балансовая стоимость на дату списания
	ОС					
1	2	3	4	5	6	7
836507	КЛ от врезки в существующий кабель (РП 068) до ТП 1194 (Красноармейский пр-т,д.5)	30.09.2013	-	04.12.2024	147,95	81,37
836510	КЛ от ТП 889 (Бр.Жабровых 1-а) - до РП 68 (ул.Бр.Жабровых,6-а)	29.01.2014	-	04.12.2024	5,35	3,01
836511	КЛ от ТП 889 (Бр.Жабровых 1-а) - до ТП 28 (Красноармейский пр-т.1-б)	29.01.2014	-	04.12.2024	8,98	5,06
836516	КЛ от ТП 889 (ул.Бр.Жабровых1-а) - до ТП 75 (ул.Демонстрации 8-а)	29.01.2014	-	04.12.2024	17,31	9,75
БП-000915	КТП-К-П-(Хх)-250/6(10)/0,4 на сч.10.07	01.11.2021	-	19.12.2024	261,33	237,38
БП-001511	КЛ-бкВ КТП 758н - ТП 583 до врезки	31.08.2022	-	04.12.2024	613,31	572,42
БП-002514	Трансформатор ТМГ-400/6/0,4	30.11.2023	-	19.12.2024	449,83	433,59
Итого выбытие базы инвестированного капитала в отчетном периоде, тыс. руб.:						8 9 1 504,06 1 342,58

По расчету Экспертной группы фактическое выбытие из базы инвестированного капитала АО «ТГЭС» за 2024 год составляет:

по первоначальной стоимости: 3 399,43 тыс. руб.;

по остаточной стоимости: 2 632,30 тыс. руб.

АО «ТГЭС» также представлены данные о выбытии активов «нового» капитала за 9 месяцев 2025 года. Выбытие по данным АО «ТГЭС» отражено в таблице.

Таблица № 14

**Данные АО «ТГЭС» о выбытии активов из базы «нового» капитала
за 9 месяцев 2025 года**

Код ОС	Наименование ОС	Дата ввода	N акта списан ия	Дата списания	Первоначальн ая балансовая стоимость	Остаточная балансовая стоимость на дату списания
--------	--------------------	------------	------------------------	---------------	--	--

1	2	3	4	5	6	7
3930583	ВЛ КТП 1434 с.1 – ул. Староникитская	01.01.1970	2	15.01.2025	4,161	3,566
3930668	ВЛ-0,4кВ ТП 133 – ул. Благовещенская, пер. Благовещенский, пер. Черниковский	01.01.1965	8	25.07.2025	8,136	301,905
3530583	ВЛ-0,4кВ ТП 197 с.1 – ул. Токарева, Парижской Коммуны; с.2 – ул. Парижской Коммуны, Грибоедова, Куренкова, Бобрыкина, Нормандия Неман	01.01.1966	1	14.01.2025	74,172	71,909
3730612	ВЛ-0,4кВ ТП 207 с.1 – ул. Осташова; с.2 – ул. Пролетарская набережная, Осташова	01.01.1952	9	15.08.2025	25,037	23,606
3730630	ВЛ-0,4кВ ТП 599 с.1 - ул.Лобачевского, Глухополянская	01.01.1966	12	24.09.2025	36,028	33,970
3636508	ВЛИ 0,4кВ ТП 674 с.1 - ул.Серебровская, 2-я Зеркальная, Радищева, Лучевая, Болдина	31.01.2013	3	15.01.2025	21,350	16,071
БП-002493	Указатель повреждения кабеля УПК-04М	24.11.2023	5	18.04.2025	97,886	92,293
Итого выбытие базы инвестированного капитала в отчетном периоде, тыс. руб.:					8	9
					266,77	543,32

В представленном АО «ТГЭС» Приложении № 7 за 9 месяцев 2025 года остаточная стоимость превышает первоначальную за счет технической ошибки по объекту с инвентарным номером 3930668.

Экспертной группой проанализирована представленная ведомость выбытия. В результате анализа выявлено следующее:

В представленной ведомости присутствуют 5 объектов, даты ввода в эксплуатацию которых относятся к периоду до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, то есть к «старому» капиталу. Акты списания объектов не представлены.

По расчету Экспертной группы на основании данных бухгалтерского учета списанию подлежат только 2 объекта «нового» капитала – объекты с инвентарными номерами 3636508 и БП-002493.

Объект с инвентарным номером БП-002493 выбывает полностью. По данным бухгалтерского учета его полная и остаточная стоимости списания составляют 97,89 тыс. руб. и 70,15 тыс. руб., соответственно.

Объект с инвентарным номером 3636508 выбывает частично. По данным бухгалтерского учета его полная и остаточная стоимости списания составляют 21,35 тыс. руб. и 5,02 тыс. руб., соответственно.

Соответственно, выбытие объектов «нового» капитала за 9 месяцев 2025 года составляет по полной стоимости 119,24 тыс. руб. и 75,17 тыс. руб.

При расчете остаточной стоимости инвестированного капитала на начало 2025 года учитывается также возврат капитала. В соответствии с п. 57 Методических указаний № 228-э:

«57. Остаточная стоимость базы инвестированного капитала регулируемой организации на начало второго и последующих долгосрочных периодов регулирования ОИК₀ отражает полную величину инвестированного капитала на начало долгосрочного периода регулирования, уменьшенную на величину возврата инвестированного капитала».

Возврат инвестированного капитала на 2024 год установлен в размере 99 896,84 тыс. руб.

Ввод активов в рамках инвестиционных программ

По расчету АО «ТГЭС» стоимость введенных в эксплуатацию объектов в 2024 году и формирующих базу инвестированного капитала составляет 571 976,12 тыс. руб. Фактически оплаченная инвестиционная составляющая платы за технологическое присоединение составляет 14 321,92 тыс. руб. Стоимость введенных объектов без учета инвестиционной составляющей платы за технологическое присоединение за 2024 год составляет 557 654,20 тыс. руб.

Анализ выполнения п. 68 Методических указаний № 228-э показал следующее: в реестре формирования базы инвестированного капитала АО «ТГЭС» за 2024 год присутствуют объекты, введенные в рамках пяти инвестиционных проектов, не предусмотренных утвержденной инвестиционной программой.

Таким образом, в отчет об исполнении инвестиционной программы, за 2024 год включены объекты по пяти инвестиционным проектам, по которым не предусматривался ввод основных средств в 2024 году в сумме 10 806,92 тыс. руб. Перечень проектов представлен в таблице.

Таблица № 15

Перечень инвестиционных проектов, не предусмотренных инвестиционной программой АО «ТГЭС», утвержденной на 2024 г., по которым осуществлен ввод основных средств в 2024 году

Раздел инвестиционной программы	Наименование инвестиционного проекта	Код проекта инвестиционной программы	Млн. руб.
1.1.4.2	Реконструкция ТП 6/0,4 кВ №273 ф.13 ПС 110/6 кВ №218 Южная с заменой силового трансформатора (0,25 на 0,40 МВА), автоматического выключателя в панели 0,4 кВ(1 шт.) для техприсоединения ООО ЭКОсервис, договор №806-22 от 20.10.22 (до 670 кВ, трансформаторная мощность 0,8 МВА, прирост 0,15 МВА)	О ТГС-001-018	0,62630

Раздел инвестиционной программы	Наименование инвестиционного проекта	Код проекта инвестиционной программы	Млн. руб.
1.1.4.2	Модернизация ТП 6/0,4 кВ №470 ф.5 ПС 110/6 кВ №219 Центральная с установкой выключателя 6 кВ (1 шт) для Техприсоединения ООО НК КРОН, договор №428-23 от 04.09.23 (до 670 кВ)	О ТГС-003-016	0,12611
1.1.4.2	Модернизация КТП 6/0,4 кВ № 747 ф. 4 ПС 110/10/6 кВ № 41 Перекоп с установкой рубильника 0,4 кВ (1 шт.) для Техприсоединения Холодняк О.В., договор №11-24 от 15.01.24 (до 670 кВ)	О ТГС-003-017	0,00416
1.2.2.1	Реконструкция КЛ 6 кВ от ТП 6 кВ №319 до врезки в КЛ 6 кВ ТП 6 кВ №192 - ТП 6 кВ №152 ф.7 ПС 110/6 кВ №145 Октябрьская с изменением границ полосы отвода и охранных зон (Снятие ограничений в пользовании земельным участком ПАО НПО Стрела, договор № 14-206-2024/ЕП от 03.05.24, протяженность 0,130 км)	О ТГС-031-042	2,90614
1.4	Строительство КЛ 6 кВ ТП 6 кВ №195 до ТП 6 кВ № 152 ф. 7 ПС 110/6 кВ №145 Октябрьская с изменением границ полосы отвода и охранных зон (Снятие ограничений в пользовании земельным участком ПАО НПО Стрела, договор № 14-206-2024/ЕП от 03.05.24, протяженность 0,520 км)	О ТГС-030-003	7,14421
	Всего		10,80692

Таким образом, по расчету Экспертной группы ввод объектов за 2024 год, включаемых в базу инвестированного капитала, составляет 546 847,28 тыс. руб.

В соответствии с пп. 61-63 Методических указаний № 228-э первоначальная и остаточная стоимости базы инвестированного капитала на начало 2025 года определяются с учетом планируемого ввода объектов в эксплуатацию в 2024 году, предусмотренного утвержденным планом ввода за минусом величины планируемых поступлений средств по оплате инвестиционной составляющей платы за технологическое присоединение.

Плановый объем ввода объектов в эксплуатацию в 2025 году в соответствии с инвестиционной программой, утвержденной приказом Министерства энергетики Тульской области от 30.09.2025 № 100, составляет 716 437,29 тыс. руб. АО «ТГЭС» указанная сумма вводов учтена при расчете инвестированного капитала на 2025 год. В то же время в общей стоимости планируемых вводов по п. 1.1.3. инвестиционной программы планируется ввод по разделу «Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей выше 150 кВ» 197 026,19 тыс. руб. В соответствии с разделом 1 инвестиционной программы «План финансирования капитальных вложений по инвестиционным проектам» в 2025 году финансирование мероприятий по разделу 1.1.3. полностью осуществляется не за счет тарифных источников (иные источники финансирования). По расчету Экспертной группы плановый объем ввода объектов в эксплуатацию может быть учтен при расчете полной и остаточной стоимости инвестированного капитала на начало 2026 года в сумме 519 411,10 тыс. руб.

Таблица № 16

**Формирование базы инвестированного капитала
на начало за 2026 года по данным АО «ТГЭС» и
и по расчету Экспертной группы**

№ п./п.	Показатели	По расчету АО «ТГЭС», тыс. руб.	По расчету Экспертной группы тыс. руб.	Отклонение Гр. 4 – гр.3
1	2	3	4	5
1.	Полная стоимость инвестированного капитала на начало 2024 года	3 496 389,56	3 496 389,56	-
2.	Остаточная стоимость инвестированного капитала на начало 2024 года	3 006 687,33	3 006 687,33	-
3.	Выбытие досрочное за 2024 год - полная стоимость	1 942,83	3 399,43	1 456,60
4.	Выбытие досрочное за 2024 год – остаточная стоимость	1 289,71	2 632,30	1 342,58
5.	Возврат капитала за 2024 год	99 841,34	99 896,84	-
6.	Фактический ввод за 2024 год	557 654,20	546 847,28	-10 806,92
7.	Полная стоимость инвестированного капитала на начало 2025 года (п.1- п.3 + п.6)	4 052 100,93	4 039 837,41	-12 263,52
8.	Остаточная стоимость инвестированного капитала на начало 2025 года (п.2-п.4–п.5+п.6)	3 463 210,49	3 451 005,47	-12 205,02
9.	План ввода в 2025 году	716 437,29	519 411,10	-1970 23,19
10.	Выбытие досрочное за 9 месяцев 2025 года - полная стоимость	-	119,24-	119,24
11.	Выбытие досрочное за 9 месяцев 2025 года - остаточная	-	75,17	75,17
12.	Возврат капитала за 2025 год	115 774,31	115 423,93	350,38
13.	Исключение стоимости подстанций, переданных в аренду – полная стоимость	-	127 347,55	127 347,55
14.	Исключение стоимости подстанций, переданных в аренду – остаточная стоимость	-	122 850,82	122 850,82
15.	Полная стоимость инвестированного капитала на начало 2026 года (п.7+п.9-п.10-п.13)	4 768 538,22	4 431 781,72	-336 756,50
16.	Остаточная стоимость инвестированного капитала на начало 2026 года (п.8 +п.9 – п.11-п.12-п.14)	4 063 873,47	3 732 066,65	-331 806,82

По расчету АО «ТГЭС первоначальная и остаточная стоимости инвестированного капитала на начало 2026 года составляют:

- первоначальная стоимость ИК 4 768 538,22 тыс. руб.;
- остаточная стоимость ИК – 4 063 873,47 тыс. руб.

По расчету Экспертной группы первоначальная и остаточная стоимости инвестированного капитала АО «ТГЭС» на начало 2026 года составят:

- первоначальная стоимость ИК 4 431 781,72 тыс. руб.;
- остаточная стоимость ИК – 3 732 066,65 тыс. руб.

5.1. Экспертиза расчетов скорректированной необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» методом доходности инвестированного капитала на 2026 год.

Необходимая валовая выручка на передачу электрической энергии для АО «ТГЭС» по 2025 год включительно устанавливалась с применением метода доходности инвестированного капитала.

В соответствии с п. 2 Постановления Правительства Российской Федерации от 23.10.2025 г. № 1635 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» по вопросу установления и применения эталонов затрат территориальных сетевых организаций» при установлении (пересмотре) на 2026 год и последующие периоды регулирования цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям, за исключением указанных в пункте 5 настоящего постановления территориальных сетевых организаций, учитываются операционные (подконтрольные) расходы, определенные с применением эталонов затрат территориальных сетевых организаций в соответствии с пунктом 38 (4) Основ ценообразования.

Текущим долгосрочным периодом для АО «ТГЭС» является период 2023-2027 гг.

Долгосрочные параметры регулирования для АО «ТГЭС» на период 2023-2027 гг. установлены Постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 25.11.2022 г. № 50/4.

Для АО «ТГЭС» 2026 год является очередным годом долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг.

Согласно Методическим указаниям по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 30 марта 2013 года № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 10.12.2025 г. № 1066/25), скорректированная плановая необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей, определяемая при установлении тарифов на очередной год долгосрочного периода регулирования, рассчитывается (в соответствии с п. 42 Методических указаний) по следующей формуле:

$$\begin{aligned} HBB_i^{ck} = & P_i^{ck} + BK_i^{ck} + DK_i^{ck} + \Delta Y_i + \Delta EOP_i + d_i \times \Delta EP_i + \Delta HBB_{i-1,i-2}^{\text{корр}} \\ & + KHK_{i-2} \times HBB_{i-2}^{ck} + \text{Дельта}HBB_i^{\text{сгкорр}} + \Delta HBB_i^{\text{коррИП}} + B_i^{\text{учит}}, \end{aligned}$$

где:

HBB_i^{ck} - величина скорректированной необходимой валовой выручки на 2024 год;

P_i^{ck} - скорректированные расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности;

BK_i^{ck} - скорректированный возврат инвестиированного капитала;

ΔK_i^{ck} - скорректированный доход инвестиированного капитала;

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 капитальнымложениям, определяемых до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень операционных расходов устанавливается 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», а также корректировка фактических расходов, связанных с исполнением Указа и требований принятых в соответствии с Указом нормативных правовых актов Правительства Российской Федерации, не относящихся к капитальнымложениям и определяемых до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень операционных расходов устанавливается без учета указанных расходов, которая может принимать как положительные, так и отрицательные значения.

$\Delta \mathcal{EOP}_i$ - экономия операционных расходов.

$\Delta \mathcal{EP}_i$ - экономия от снижения технологических потерь;

$\Delta HBB_{i-1,i-2}^{korr}$ - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов;

HBB_{i-2}^{ck} - скорректированная необходимая валовая выручка, установленная регулирующим органом на год $i-2$ долгосрочного периода регулирования;

$\Delta HBB_i^{cг korr}$ - величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания тарифов;

KHK_{i-2} - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2024 году, 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;

$\Delta HVB_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы;

$B_{\text{учит}}$ - учитываемая в году i величина исключаемых необоснованных доходов и расходов, выявленных в том числе по результатам проверки хозяйственной деятельности регулируемой организации, учитываемых экономически обоснованных расходов, не учтенных при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доходов, недополученных при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования, а также результаты деятельности регулируемой организации за предыдущие годы до начала долгосрочного периода регулирования с применением метода доходности инвестированного капитала или до изменения метода регулирования согласно абзацу второму пункта 39 Основ ценообразования.

В соответствии с п. 23 Методических указаний № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 10.12.2025 г. № 1066/25):

«Скорректированный объем расходов, связанных с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, устанавливаемый на очередной год долгосрочного периода регулирования, определяется как:

$$P_i^{\text{ск}} = OP_i^{\text{ск}} + HP_i^{\text{ск}} + Y_i,$$

где:

i - номер расчетного года долгосрочного периода регулирования, $i = 1, 2, 3\dots;$

$P_i^{\text{ск}}$ - скорректированные расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, определяемые на год i ;

$OP_i^{\text{ск}}$ - скорректированные операционные расходы на год i ;

$HP_i^{\text{ск}}$ - скорректированные неподконтрольные расходы, определяемые регулирующими органами, на год i в соответствии с пунктом 21 настоящих Методических указаний.

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. 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 операционных 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», а также величина расходов, связанных с исполнением Указа и требований принятых в соответствии с Указом нормативных правовых актов Правительства Российской Федерации, не относящихся к капитальным вложениям и определяемых до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень операционных расходов устанавливался без учета указанных расходов.

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2024 год расходы на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» составляют 985 923,67 тыс. руб., в том числе:

- 1) операционные расходы – 334 109,79 тыс. руб.;
- 2) неподконтрольные расходы (с учетом выпадающих доходов от технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго») – 165 758,25 тыс. руб.;
- 3) возврат инвестированного капитала – 98 367,11 тыс. руб.;
- 4) доход на инвестированный капитал – 324 763,95 тыс. руб.;
- 5) экономия расходов от снижения технологических потерь – 264 944,90 тыс. руб.;
- 6) корректировка необходимой валовой выручки – (-202 020,33) тыс. руб.

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2025 год расходы на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» составляют 968 123,09 тыс. руб., в том числе:

- 1) операционные расходы – 356 056,28 тыс. руб.;
- 2) неподконтрольные расходы (с учетом выпадающих доходов от технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго») – 137 861,35 тыс. руб.;
- 3) возврат инвестированного капитала – 115 608,17 тыс. руб.;
- 4) доход на инвестированный капитал – 380 235,54 тыс. руб.;
- 5) экономия расходов от снижения технологических потерь – 166 546,58 тыс. руб.;
- 6) корректировка необходимой валовой выручки – (-188 184,83) тыс. руб.

По расчету АО «ТГЭС» необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей на 2026 год в соответствии с дополнительной заявкой (вх. № 40-01-14/1931 от 31.10.2025 г.) составляет 1 281 768,67 руб., в том числе:

- 1) операционные расходы – 478 737,81 тыс. руб.;

- 2) неподконтрольные расходы (с учетом выпадающих доходов от технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго») – 88 043,94 тыс. руб.;
- 3) возврат инвестированного капитала – 136 243,95 тыс. руб.;
- 4) доход на инвестированный капитал – 447 026,08 тыс. руб.;
- 5) экономия расходов от снижения технологических потерь – 194 957,10 тыс. руб.;
- 6) корректировка необходимой валовой выручки – (-63 240,20) тыс. руб.

Необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» по данным Общества представлена в таблице.

Таблица № 17
Необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей
АО «ТГЭС» по данным Общества

(Тыс. руб.)

№ п/п	Статьи расходов	2024 год		2025 год утверждено	План Общества на 2026 год	Темп роста 2026 год к утвержденным на 2025 год, %
		утверждено	факт			
1	2	3	4	5	6	7
1.	Операционные расходы, всего, в том числе	334 109,79	332 694,39	356 056,28	478 737,81	134,46
1.1.	Материальные затраты, всего, в том числе	38 270,21	63 681,74	40 784,05	x	x
1.1.1.	Сыре, материалы, запасные части, инструмент, топливо	21 241,93	18 146,69	22 637,23	x	x
1.1.2.	Работы и услуги производственного характера	17 028,29	45 535,05	18 146,81	x	x
1.2.	Оплата труда	175 960,09	180 094,34	187 518,29	x	x
1.3.	Прочие расходы, всего, в том числе:	119 879,49	88 918,31	127 753,95	x	x
1.3.1.	Ремонт основных фондов	52 386,91	63 723,17	55 828,02	x	x
1.3.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций, всего, в том числе:	64 565,63	24 102,13	68 806,71	x	x
1.3.2.1.	услуги связи	3 556,63	3 163,51	3 790,25	x	x
1.3.2.2.	услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	15 920,31	12 828,21	16 966,06	x	x
1.3.2.3.	юридические и информационные услуги	3 041,38	1 210,63	3 241,15	x	x
1.3.2.4.	аудиторские и консультационные услуги	375,08	212,71	399,72	x	x
1.3.2.5.	транспортные услуги сторонних организаций	-	-	-	x	x
1.3.2.6.	прочие услуги сторонних организаций	41 672,23	6 687,07	44 409,54	x	x
1.3.3.	Расходы на командировки и представительские	64,55	43,50	68,79	x	x
1.3.4.	Расходы на подготовку кадров	273,49	224,69	291,46	x	x

№ п/п	Статьи расходов	2024 год		2025 год утверждено	План Общества на 2026 год	Темп роста 2026 год к утвержденным на 2025 год, %
		утверждено	факт			
1	2	3	4	5	6	7
1.3.5.	Обеспечение нормальных условий труда и техники безопасности	2 178,12	715,39	2 321,19	x	x
1.3.6.	Расходы на страхование	410,79	109,43	437,77	x	x
1.3.7.	Другие прочие расходы	-	-	-	x	x
1.4.	Расходы на выполнение, предусмотренных п. 5 ст. 37 ФЗ от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям	-	-	-	x	x
2.	Неподконтрольные расходы, всего, в том числе	165 739,81	138 019,41	137 821,99	87 879,32	63,76
2.1.	Оплата услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»	-	-	-	-	-
2.2.	Плата за аренду имущества и лизинг	160,09	314,09	167,74	314,09	187,25
2.3.	Налоги (без учета налога на прибыль), всего, в том числе:	54 031,33	56 471,19	54 489,07	5 383,36	9,88
2.3.1.	плата за землю	1 489,19	1 722,17	1 721,85	1 722,17	100,02
2.3.2.	налог на имущество	52 247,18	54 472,26	52 488,83	3 384,43	6,45
2.3.3.	прочие налоги и сборы	294,96	276,76	278,38	276,76	99,42
2.5.	Расходы на выплату страховых взносов	52 131,86	54 125,63	55 007,16	58 709,71	106,73
2.6.	Налог на прибыль	43 196,85	17 455,36	28 158,02	21 819,20	77,49
2.7.	Расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного технологического присоединения	16 219,69	9 653,14	0,00	1 652,96	-
3.	Выпадающих доходов от технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»	18,44	164,62	39,36	164,62	418,24
4.	Возврат инвестированного капитала	98 367,11	x	115 608,17	136 243,95	117,85
5.	Доход на инвестированный капитал	324 763,95	x	380 235,54	447 026,08	117,57
6.	Экономия расходов от снижения технологических потерь ($\Delta\text{ЭП}$)	264 944,90	x	166 546,58	194 957,10	117,06
7.	Экономия операционных расходов ($\Delta\text{ЭОР}$)	-	x	-	-	-

№ п/п	Статьи расходов	2024 год		2025 год утверждено	План Общества на 2026 год	Темп роста 2026 год к утвержденным на 2025 год, %
		утверждено	факт			
1	2	3	4	5	6	7
8.	Величина компенсации выпадающих/излишне полученных доходов	-210 072,72	x	-176 965,73	-126 320,85	71,38
8.1.	Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности	-31 964,16	x	-7 966,90	-13 352,32	167,60
8.2.	Корректировка операционных расходов (ΔОР)	23 517,90	x	-	3 661,85	-
8.3.	Корректировка неподконтрольных расходов (ΔНР)	-34 538,49	x	-35 222,97	226,17	-0,64
8.4.	Корректировка НВВ по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь от установленного в зависимости от изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПОи)	-167 087,97	x	-133 775,86	-116 856,55	87,35
9.	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы ($\Delta HBB_i^{коррИП}$)	-	x	-21 724,74	57 165,10	-263,13
10.	Корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг (НВВи-2сод)*КНКи	8 052,39	x	10 505,64	5 915,54	56,31
11.	Изменение необходимой валовой выручки, производимое в целях сглаживания	-	x	-	-	-
12.	ИТОГО необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей	985 923,67	x	968 123,09	1 281 768,67	132,40

Учетная политика АО «ТГЭС» на 2025 год утверждена приказом Генерального директора от 28.12.2024 г. № 307.

Бухгалтерский учет в АО «ТГЭС» ведется в соответствии с Федеральным законом от 06.12.2011 г. № 402-ФЗ «О бухгалтерском учете», Положением по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации, утвержденным приказом Минфин России от 29.07.1998 г. № 34н, а также иными положениями и нормами, содержащимися в законодательстве о бухгалтерском учете и отчетности.

Для целей калькулирования себестоимости услуг, работ первичный учет затрат осуществляется по местам возникновения затрат (МВЗ).

Учет расходов на прочую продукцию (услуги) может дополнительно вестись в разрезе заказов.

Номенклатура затрат на производство (статьи калькуляции) устанавливается Обществами самостоятельно, при этом должна быть обеспечена обязательная детализация по статьям калькуляции.

По способу включения в себестоимость объекта калькулирования затраты (в том числе по отношению к виду работ, услуг) делятся на прямые, прямые распределяемые и косвенные затраты.

Прямые затраты (кроме прямых распределяемых) относятся на себестоимость объекта калькулирования (например, вида работ, услуг, продукции) при первичном признании.

При невозможности отнесения производственных затрат на конкретный объект калькулирования такие затраты признаются прямыми распределяемыми и учитываются на счетах учета затрат обособленно с последующим распределением между объектами калькулирования.

К косвенным затратам относятся затраты, не связанные непосредственно с объектом калькулирования (например, связанные с несколькими видами оказываемых Обществом услуг), при этом не являющиеся прямыми или прямыми распределяемыми затратами (общепроизводственные, управленические расходы и др.). Они включаются в себестоимость отдельных видов услуг расчетным путем.

В составе затрат на производство учитываются затраты по обычным видам деятельности.

При этом затраты в зависимости от характера затрат и их отношения к процессу производства учитываются в составе затрат:

- 1) основного производства - производства, продукция (работы, услуги) которого явилась целью создания данного Общества;
- 2) вспомогательных производств - производств, которые являются вспомогательными (подсобными) для основного производства Общества;
- 3) общепроизводственных затрат - затрат по обслуживанию основных и вспомогательных производств Общества;
- 4) общехозяйственных затрат - затрат для нужд управления, не связанных непосредственно с производственным процессом;
- 5) обслуживающего производства - затратах, связанных с выпусктом продукции, выполнением работ и оказанием услуг обслуживающими производствами и хозяйствами Общества.

Затраты по виду деятельности передача электрической энергии отражаются на счете 20 «Основное производство» (номенклатурные группы: «передача электроэнергии»).

Учет затрат вспомогательного производства ведется на счете 23 «Вспомогательные производства». Аналитический учет по счету ведется по видам производств, номенклатуре затрат.

В составе затрат вспомогательного производства отражаются прямые затраты, связанные непосредственно с выпуском продукции, выполнением работ и оказанием услуг, и общепроизводственные затраты, связанные с управлением и обслуживанием вспомогательных производств. Таким образом, косвенные затраты, связанные с управлением и обслуживанием вспомогательных производств, собираются непосредственно на счете 23 «Вспомогательные производства» без предварительного накапливания на счете 25 «Общепроизводственные расходы».

Затраты каждого вспомогательного производства относятся на затраты основного производства (в качестве прямых или общепроизводственных затрат), обслуживающих производств и хозяйств, в себестоимость завершенной производством продукции, выполненных работ, оказанных услуг путем распределения. В качестве базы распределения в Обществе выбран способ распределения: «пропорционально объему выполненных подразделением вспомогательного производства работ и услуг в условных единицах учета».

Распределенная стоимость продукции, работ, услуг вспомогательного производства включается в расходы основного производства, общепроизводственные, общехозяйственные расходы, и прочую деятельность.

Учет общепроизводственных затрат ведется на счете 25 «Общепроизводственные расходы» в разрезе мест возникновения затрат и номенклатуры общепроизводственных расходов.

В составе общепроизводственных затрат (ОПР) учитываются затраты по управлению и обслуживанию подразделений основного производства. К общепроизводственным затратам относится часть производственных затрат, которые являются косвенными по отношению к объектам калькулирования (видам деятельности).

В качестве базы распределения общепроизводственных затрат выбрано: основная заработка плата производственных рабочих. Затраты, учтенные на счете «Общепроизводственные расходы», подлежат распределению пропорционально суммам фактически начисленной заработной платы основных производственных рабочих в разрезе осуществляемых видов деятельности.

Учет общехозяйственных затрат ведется на счете 26 «Общехозяйственные расходы» в разрезе мест возникновения затрат и номенклатуры общехозяйственных расходов. В составе общехозяйственных расходов (ОХР) учитываются затраты, связанные с обслуживанием и управлением деятельностью Общества в целом.

В конце отчетного периода общехозяйственные расходы в полной сумме списываются на уменьшение выручки от реализации продукции (работ, услуг) в дебет счета 90 «Продажи» и распределяются по видам реализованной продукции, работ, услуг пропорционально выбранной базе.

В качестве базы распределения общехозяйственных затрат могут быть выбраны: основная заработная плата производственных рабочих, выручка по осуществляемым видам деятельности, прямые затраты по объектам калькулирования.

Учет затрат обслуживающих производств и хозяйств ведется на счете 29 «Обслуживающие производства и хозяйства» по каждому обслуживающему производству и хозяйству, по отдельным статьям затрат этих производств и хозяйств.

В составе затрат обслуживающих производств и хозяйств отражаются затраты состоящих на балансе Общества обслуживающих производств и хозяйств, деятельность которых не связана с выполнением работ, оказанием услуг и производством продукции, явившихся целью создания Общества.

При закупке товаров, работ, услуг АО «ТГЭС» руководствуется положениями федерального закона от 18.07.2011 г. № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» и Единым стандартом закупок ПАО «Федеральная сетевая компания - Россети» утвержденным решением Совета директоров ПАО «Россети» от 30.12.2022 г. № 604 (в редакции от 16.12.2024 г. № 671).

5.2. Экспертиза расчетов операционных (подконтрольных) расходов АО «ТГЭС» на 2026 год, связанных с производством и реализацией продукции

По расчету АО «ТГЭС» операционные расходы на 2026 год в соответствии с уточненным предложением от 31.10.2025 г. вх. № 40-01-14/1931 составляют 478 737,81 тыс. руб.

Операционные расходы АО «ТГЭС», установленные Комитетом Тульской области по тарифам на 2025 год, составляют 356 056,28 тыс. руб.

Фактические подконтрольные расходы по данным АО «ТГЭС» за 2023 год составили 344 340,04 тыс. руб., за 2024 год – 332 694,39 тыс. руб.

Информация о расходах АО «ТГЭС» в разрезе статей операционных (подконтрольных расходов) и их динамике за 2023 - 2026 гг. представлена в таблице.

Таблица № 18
Операционные расходы по данным АО «ТГЭС» за 2023-2026 гг.

(Тыс. руб.)

№ п/п	Показатели	2023 год факт	2024 год факт	2025 год утверждено	2026 год план	Темпы роста, %		
						2024 год к 2023 году	2025 год к 2024 году	2026 год к 2025 году
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1.	Материальные затраты	80 049,67	63 681,74	40 784,05	x	79,55	64,04	x
1.2.	Оплата труда	156 057,70	180 094,34	187 518,29	x	115,40	104,12	x
1.3.	Прочие расходы, всего, в том числе:	108 232,66	88 918,31	127 753,95	x	82,15	143,68	x
1.3.1.	Ремонт основных фондов	80 475,13	63 723,17	55 828,02	x	79,18	87,61	x
1.3.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций, всего, в том числе:	25 399,26	24 102,13	68 806,71	x	94,89	285,48	x
1.3.2.1.	услуги связи	2 603,54	3 163,51	3 790,25	x	121,51	119,81	x
1.3.2.2.	услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	12 959,54	12 828,21	16 966,06	x	98,99	132,26	x
1.3.2.3.	юридические и информационные услуги	1 889,64	1 210,63	3 241,15	x	64,07	267,72	x
1.3.2.4.	аудиторские и консультационные услуги	243,59	212,71	399,72	x	87,32	187,92	x
1.3.2.5.	транспортные услуги сторонних организаций	-	-	-	x	-	-	x
1.3.2.6.	прочие услуги сторонних организаций	7 702,95	6 687,07	44 409,54	x	86,81	664,11	x
1.3.3.	Расходы на командировки и представительские	50,62	43,50	68,79	x	85,93	158,14	x
1.3.4.	Расходы на подготовку кадров	750,33	224,69	291,46	x	29,95	129,72	x
1.3.5.	Обеспечение нормальных условий труда и техники безопасности	1 422,01	715,39	2 321,19	x	50,31	324,46	x
1.3.6.	Расходы на страхование	135,32	109,43	437,77	x	80,87	400,05	x
1.3.7.	Другие прочие расходы	-	-	-	x	-	-	x
1.4.	Расходы на выполнение, предусмотренных п. 5 ст. 37 ФЗ от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальнымложениям	-	-	-	x	-	-	x
	Итого операционные расходы	344 340,04	332 694,39	356 056,28	478 737,81	96,62	107,02	134,46

На основании данных таблицы № 18 можно сделать вывод о том, что фактические операционные расходы АО «ТГЭС» за 2024 год уменьшились на 11 645,65 тыс. руб., или 3,38 %, по сравнению с фактическими расходами за 2023 год, и составили 332 694,39 тыс. руб.

Снижение операционных расходов за 2024 год произошло по всем статьям затрат за исключением расходов на оплату труда и услуги связи.

Утвержденные на 2025 год операционные расходы выше фактических операционных расходов за 2024 год по данным Общества на 23 361,89 тыс. руб., или 7,02 %.

В соответствии с п. 4 Постановления Правительства Российской Федерации от 23.10.2025 г. № 1635 при установлении (пересмотре) на 2026 и 2027 годы цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям, за исключением территориальных сетевых организаций, указанных в пункте 5 настоящего постановления, в соответствии с методическими указаниями, предусмотренными пунктом 32 или пунктом 38 Основ ценообразования, операционные (подконтрольные) расходы территориальных сетевых организаций определяются как сумма:

доля операционных (подконтрольных) расходов, рассчитанных с применением эталонов затрат территориальных сетевых организаций в соответствии с пунктом 38(4) Основ ценообразования (соответственно на 2026 год - 30 процентов, на 2027 год - 70 процентов);

доля операционных (подконтрольных) расходов (соответственно на 2026 год - 70 процентов, на 2027 год - 30 процентов):

рассчитанных с применением метода экономически обоснованных затрат в случае, если 2026 год или 2027 год является первым годом долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации;

рассчитанных с применением метода экономически обоснованных затрат на 2026 год с учетом индексации на индекс потребительских цен в соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и индекс изменения количества активов в случае, если 2027 год является вторым годом долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации;

учтенных при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и проиндексированных на индексы потребительских цен в соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и индекс изменения количества активов в случае, если 2026 год и 2027 год являются очередными годами долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации.

Пунктом 5 Постановления Правительства Российской Федерации от 23.10.2025 г. № 1635 установлено, что положения настоящего постановления и изменения, утвержденные настоящим постановлением, в части определения

операционных (подконтрольных) расходов территориальных сетевых организаций с применением эталонов затрат территориальных сетевых организаций не распространяются, в том числе, на территориальные сетевые организации, необходимая валовая выручка которых без учета расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций на 2025 год составила менее 5 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций без учета расходов на оплату потерь, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год (за исключением территориальных сетевых организаций, собственником которых является единый хозяйствующий субъект железнодорожного транспорта или дочернее (зависимое) общество такого субъекта, которое владеет инфраструктурой железнодорожного транспорта общего пользования, или права акционера или собственника имущества которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации).

Необходимая валовая выручка АО «ТГЭС» без учета расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций на 2025 год (968 123,09 тыс. руб.), учтенная в суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций без учета расходов на оплату потерь при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год составляет 6,86 %:

$$968\ 123,09 \text{ тыс. руб.} / 14\ 106\ 086,26 \text{ тыс. руб.} = 6,86 \%$$

Соответственно, при установлении на 2026 год цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям АО «ТГЭС» операционные расходы Общества определяются с учетом доли операционных расходов, рассчитанных с применением эталонов затрат.

Для АО «ТГЭС» 2026 год является очередным годом долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг.

По расчету АО «ТГЭС» плановые операционные расходы на 2026 год составляют 478 737,81 тыс. руб., в том числе: 30 % от величины операционных расходов, рассчитанных с применением эталонов затрат – 700 352,1 тыс. руб., 70 % от величины операционных расходов, рассчитанных с применением метода доходности investированного капитала 383 760,26 тыс. руб.

$$\text{OP} = 0,3 * 700\ 352,10 \text{ тыс. руб.} + 0,7 * 383\ 760,26 \text{ тыс. руб.} = 478\ 737,81 \text{ тыс. руб.}$$

По данным АО «ТГЭС» плановые операционные расходы, рассчитанные с применением эталонов затрат на 2026 год, составляют 700 352,10 тыс. руб.

Операционные расходы на 2026 год, рассчитанные Обществом с применением метода доходности investированного капитала, составляют 383 760,26 тыс. руб. и определены исходя из следующих данных:

1) Базовый уровень операционных (подконтрольных) расходов на 2023 год долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. установлен Комитетом Тульской области по тарифам в размере 312 840,11 тыс. руб.

2) Индекс эффективности подконтрольных расходов на долгосрочный период регулирования составляет 1 %.

3) Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов принят равным 0,75.

4) Индекс потребительских цен на 2024 год составляет 9 %, на 2025 год составляет 5,1 %.

5) Индексы изменения количества активов за 2024-2025 гг. и на 2026 год рассчитаны исходя из среднегодового количества условных единиц за 2024-2026 гг. и составляют на 2024 год – 0,83 %, на 2025 год – 0,70 %, на 2026 год – 0,22 %.

6) Объем условных единиц по линиям электропередачи и оборудованию на 2026 год определен в объеме 22 505,05 условных единиц.

В обоснование планируемых операционных расходов, рассчитанных с применением эталонов затрат, АО «ТГЭС» представлены следующие документы (дополнительные материалы к письму от 07.11.2025 г. исх. № 03-16/7093 от 07.11.2025 г.):

1) Реестр объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности и (или) на ином законном основании АО «ТГЭС», а также реестры вторичного оборудования, в виде электронного шаблона «Технический реестр ТСО Тульская область 2026»;

2) Инвентарные карточки учета объектов основных средств (Унифицированные формы № ОС-6) ЛЭП, ТП и РП, аппаратуры беспроводного доступа и телемеханики, оборудования шкафов сбора данных, РИСЭ);

3) Выгрузка из 1С по объектам электросетевого хозяйства (ЛЭП, ТП и РП);

4) Электрические схемы ТП и РП;

5) Реестр точек (приборов) коммерческого и технического учета из базы данных программных комплексов «СТЕК-Энерго» и «Проксима»;

6) Документы, подтверждающие даты ввода кабельных линий электропередачи до 1 кВ в эксплуатацию, в случае, если к значениям эталонов затрат применяются повышенные коэффициенты учета влияния сроков эксплуатации оборудования, предусмотренные приложением № 11 к постановлению правительства РФ от 23.10.2025 г. № 1635.

По расчету Экспертной группы плановые операционные расходы АО «ТГЭС», определенные с применением эталонов затрат на 2026 год, составляют 540 416,91 тыс. руб. и рассчитаны исходя из следующих данных:

1) Значений эталонов затрат территориальных сетевых организаций, предусмотренных приложением № 8 к Основ ценообразования, увеличенных на индекс потребительских цен на 2026 год (5,1 %) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2026 год и на

плановый период 2027 и 2028 годов Минэкономразвития России от 26.09.2025 г.;

2) Регионального коэффициента, предусмотренного приложением № 9 к Основам ценообразования, равного для Тульской области 0,6719;

3) Коэффициента распределения сетей территориальных сетевых организаций, предусмотренного приложением № 10 к Основам ценообразования, равного 1.

Значение показателя распределения сети АО «ТГЭС» составляет 0,004, что ниже граничного значения показателя распределения сети Тульской области, равного 0,6.

4) Коэффициента учета влияния сроков эксплуатации оборудования, предусмотренного приложением № 11 к Основам ценообразования.

5) Данных о фактическом количестве объектов электросетевого хозяйства, участвующих в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии сторонним потребителям в границах Тульской области по данным на 01.09.2025 г., вторичного оборудования, обеспечивающего функционирование и управление первичным (основным) электросетевым оборудованием, а также данных о приборах учета электрической энергии и иного оборудования, которые необходимы для выполнения в соответствии с пунктом 5 статьи 37 Федерального закона «Об электроэнергетике» обязанностей по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности) на основании анализа представленных Обществом реестров объектов (из данных бухгалтерского и технического учета), и выборочной проверки инвентарных карточек учета объектов основных средств и электрических схем объектов.

Экспертной группой при определении количества оборудования по виду оборудования «Трансформаторные подстанции с одним трансформатором (в том числе встроенные)» на основании электрических схем ТП и РП исключены трехтрансформаторные подстанции, ошибочно учтенные Обществом одновременно по виду оборудования «Трансформаторные подстанции с одним трансформатором (в том числе встроенные)» и «Трансформаторные подстанции с 2 и более трансформаторами (в том числе встроенные)».

Также, Экспертной группой при определении количества оборудования по виду оборудования «Трансформаторные подстанции с 2 и более трансформаторами (в том числе встроенные)» исключены однотрансформаторные подстанции (трехтрансформаторные подстанции, где один трансформатор принадлежит АО «ТГЭС» и 2 трансформатора принадлежат потребителю), ошибочно учтенные Обществом одновременно по виду оборудования «Трансформаторные подстанции с одним трансформатором (в том числе встроенные)» и «Трансформаторные подстанции с 2 и более трансформаторами (в том числе встроенные)».

Следует отметить, что АО «ТГЭС» при определении количества оборудования по виду оборудования «Трансформаторные подстанции с 2 и

более трансформаторами (в том числе встроенные)» ошибочно два раза учтена четырехтрансформаторная подстанция № 1523.

Экспертной группой при определении количества оборудования по виду «Аппаратура беспроводного доступа» согласно п. 15 примечаний к Приложению № 8 Основ ценообразования учтены только стационарные радиостанции.

Экспертной группой при определении количества оборудования по виду «Оборудование шкафов сбора данных» не учитывались документально неподтвержденные шкафы сбора и передачи данных автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии на ТП-833, ТП-855 и ТП-1121.

Экспертной группой при определении количества оборудования «Счетчики технического и коммерческого учета» не учитывались приборы учета электрической энергии в многоквартирных домах в связи с тем, что на основании п. 5 ст. 37 ФЗ от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» расходы на приобретение, установку, замену, допуск в эксплуатацию и эксплуатацию приборов учета электрической энергии в отношении многоквартирного дома и помещений в многоквартирных домах, электроснабжение которых осуществляется с использованием общего имущества, является обязанностью гарантирующего поставщика.

6) Коэффициента, учитывающего объем условных единиц объектов электросетевого хозяйства, расположенных на территориях городских населенных пунктов, равного 0,9.

В связи с тем, что весь объем условных единиц АО «ТГЭС», относящихся к объектам электросетевого хозяйства, участвующий в регулируемой деятельности, расположен в г. Тула, Экспертной группой при определении операционных расходов Общества применяется понижающий коэффициент, равный 0,9 к значениям эталонов затрат территориальных сетевых организаций.

Расчет операционных расходов АО «ТГЭС», определенных с применением эталонов затрат, на 2026 год по данным Экспертной группы представлен в таблице.

Таблица № 19
Операционные расходы АО «ТГЭС», рассчитанные с применением эталонов затрат, на 2026 год по данным Экспертной группы

№ п/п.	Наименование	Ед. изм.	2026 год
1	2	3	4
1	Эталонные затраты на обслуживание оборудования в ценах 2025 года	тыс. руб.	850 313,48
2	ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ от 26.09.2025 г. (2026 год к 2025 году)	%	5,1
3	Эталонные затраты на обслуживание оборудования в ценах 2026 года	тыс. руб.	893 679,47
4	Региональный коэффициент для Тульской области (Приложение № 9 к Основам ценообразования)	знач.	0,6719
5	Коэффициент распределения сети ТСО (Приложение № 10 к Основам ценообразования)	знач.	1,0

№ п/п.	Наименование	Ед. изм.	2026 год
1	2	3	4
6	Коэффициент, учитывающего объем условных единиц объектов электросетевого хозяйства, расположенных на территориях городских населенных пунктов	знач.	0,9
	Итого подконтрольные расходы (п. 3 * п. 4 * п. 5 * п. 6)	тыс. руб.	540 416,91

Расчет эталонных затрат на обслуживание оборудования АО «ТГЭС» без учета регионального коэффициента, коэффициента распределения сети и коэффициента 0,9 для ТСО с объемом условных единиц в городе более 80%, по данным Экспертной группы представлен в Приложении № 5 к настоящему отчету.

По расчету Экспертной группы операционные расходы АО «ТГЭС» на 2026 год, рассчитанные исходя из учтенных при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и проиндексированные на индекс потребительских цен в соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и индекс изменения количества активов составляют 374 945,36 тыс. руб. и рассчитаны из следующего:

1) Ученные при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год операционные расходы АО «ТГЭС» составляют 356 056,28 тыс. руб.

2) Индекс потребительских цен в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов Минэкономразвития России от 26.09.2025 г. составляет 5,1 %

3) Индекс изменения количества активов составляет 0,2 % и рассчитан исходя из среднегодового количества условных единиц за 2025 год и на 2026 год, относящихся к активам и объектам электросетевого хозяйства, находящихся в собственности АО «ТГЭС» и введенным на 01.09.2025 г.:

$$\text{ИКА} = (22\ 474,94 \text{ у.е.} - 22\ 431,17 \text{ у.е.}) / 22\ 431,17 \text{ у.е.} = 0,2 \text{ \%}$$

Анализ количества условных единиц за 2025- 2026 гг. представлен в разделе 3 настоящего отчета. Расчет среднегодового количества условных единиц за 2025- 2026 гг. представлен в Приложениях №№ 3-4 к настоящему отчету.

$$\text{НВВ} = 356\ 056,28 \text{ тыс. руб.} * 5,1 \% * 0,2 \% = 374\ 945,36 \text{ тыс. руб.}$$

Постановлением Правительства Российской Федерации от 23.10.2025 г. № 1635 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» по вопросу установления и применения эталонов затрат территориальных сетевых организаций определен расчет операционных (подконтрольных расходов) территориальных сетевых организаций в соответствии с абзацами 4-6 пункта 4 с учетом непревышения удельной величины операционных (подконтрольных) расходов крупнейшей

территориальной сетевой организации в административных границах субъекта Российской Федерации.

Удельная величина операционных расходов АО «ТГЭС» (16,68 тыс. руб./1 усл. ед.), определенная Экспертной группой на 2026 год исходя из учтенных при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и проиндексированных на индекс потребительских цен в соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и индекс изменения количества активов, не превышает удельную величину операционных (подконтрольных) расходов филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье»-«Тулэнерго» на 2026 год (26,82 тыс. руб./1 усл. ед.).

Таким образом, по расчету Экспертной группы операционные расходы АО «ТГЭС», учитываемые в соответствии с п. 4 Постановления Правительства Российской Федерации от 23.10.2025 г. № 1635 при установлении на 2026 год цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, составляют 424 586,83 тыс. руб. и определены в размере 30 % от величины операционных расходов, рассчитанных с применением эталонов затрат – 540 416,91 тыс. руб., и 70 % от величины операционных расходов, рассчитанных исходя из учтенных при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и проиндексированных на индекс потребительских цен в соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и индекс изменения количества активов 374 945,36 тыс. руб.

$$\text{ОР} = 0,3 * 540\,416,91 \text{ тыс. руб.} + 0,7 * 374\,945,36 \text{ тыс. руб.} = 424\,586,83 \text{ тыс. руб.}$$

По расчету Экспертной группы скорректированные операционные расходы АО «ТГЭС» на 2026 год долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. составляют 424 586,83 тыс. руб.

5.3. Экспертиза расчета расходов АО «ТГЭС», включаемых в необходимую валовую выручку в объеме, определяемом регулирующими органами (неподконтрольных расходов), на 2026 год

По расчету АО «ТГЭС» неподконтрольные расходы на 2026 год в соответствии с уточненным предложением от 31.10.2025 г. вх. № 40-01-14/1931 составляют 87 879,32 тыс. руб.

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2025 год неподконтрольные расходы составляют 137 821,99 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы, планируемые Обществом на 2026 год, ниже утвержденных на 2025 год расходов на 49 942,67 тыс. руб., или 36,24 %.

Фактические неподконтрольные расходы по данным АО «ТГЭС» за 2023 год составили 129 591,16 тыс. руб., за 2024 год – 138 019,41 тыс. руб.

Состав неподконтрольных расходов для организаций, регулирование которых производится с применением метода доходности инвестированного

капитала, установлен п. 20 Методических указаний от 30.03.2012 г. № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 20.11.2024 г. № 878/24).

«20. Расходы, включаемые в необходимую валовую выручку в объеме, определяемом регулирующими органами (неподконтрольные расходы), включают в себя:

1) расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере электроэнергетики, рассчитанные исходя из размера тарифов, установленных в отношении товаров и услуг указанных организаций;

2) плата за владение и (или) пользование имуществом, в том числе платежи в федеральный бюджет за пользование имуществом, находящимся в федеральной собственности, за исключением затрат, связанных с арендой объектов электросетевого хозяйства в случае если собственник объектов электросетевого хозяйства является единственным потребителем услуг по передаче электрической энергии, оказываемых с использованием указанных объектов электросетевого хозяйства, расходы на оплату системообразующей территориальной сетевой организацией по договору (соглашению), заключенному в соответствии с положениями пункта 2 статьи 46(4) Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», определяемые в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования, расходы на амортизацию объектов электросетевого хозяйства, права владения и пользования которыми переданы системообразующей территориальной сетевой организацией на основании договоров (соглашений), заключенных в соответствии с положениями пунктов 2 и 7 статьи 46(4) Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», определяемые в соответствии с пунктом 27(1) Основ ценообразования.

3) налог на прибыль и другие обязательные налоги, платежи и сборы; Возможно изменение в написании;

4) расходы, связанные с возвратом собственникам или иным законным владельцам объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, доходов, получаемых в результате осуществления их прав в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике;

5) выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), определяемые регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования и не связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства».

Перечень неподконтрольных расходов является закрытым.

Неподконтрольные расходы на каждый год долгосрочного периода регулирования определяются методом экономически обоснованных расходов.

Информация о расходах АО «ТГЭС» в разрезе статей неподконтрольных расходов и их динамике за 2023 - 2026 гг. представлена в таблице.

Таблица № 20

Неподконтрольные расходы по данным АО «ТГЭС» за 2023-2026 гг.

(Тыс. руб.)

№ п/п	Показатели	2023 год факт	2024 год факт	2025 год утверждено	2026 год план	Темпы роста, %		
						2024 год к 2023 году	2025 год к 2024 году	2026 год к 2025 году
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Плата за аренду имущества	167,74	314,09	167,74	314,09	187,25	53,41	187,25
2.	Налоги, всего, в.ч. (без учета налога на прибыль):	54 489,07	56 471,19	54 489,07	5 383,36	103,64	96,49	9,88
2.1.	Плата за землю	1 721,85	1 722,17	1 721,85	1 722,17	100,02	99,98	100,02
2.2.	Налог на имущество	52 488,83	54 472,26	52 488,83	3 384,43	103,78	96,36	6,45
2.3.	Прочие налоги и сборы	278,38	276,76	278,38	276,76	99,42	100,59	99,42
3.	Расходы на выплату страховых взносов	46 695,96	54 125,63	55 007,16	58 709,71	115,91	101,63	106,73
4.	Налог на прибыль	28 158,02	17 455,36	28 158,02	21 819,20	61,99	161,31	77,49
5.	Выпадающие доходы от льготного технологического присоединения	80,37	9 653,14	-	1 652,96	-	-	-
	Итого неподконтрольные расходы	129 591,16	138 019,41	137 821,99	87 879,32	106,50	99,86	63,76

На основании данных таблицы № 20 можно сделать вывод о том, что фактические неподконтрольные расходы АО «ТГЭС» за 2024 год увеличились на 8 428,25 тыс. руб., или 6,5 %, по сравнению с фактическими расходами за 2023 год, и составили 138 019,41 тыс. руб.

Увеличение неподконтрольных расходов за 2024 год произошло, в основном, за счет увеличения расходов на выплату страховых взносов (15,91 %) и расходов, связанных с компенсацией выпадающих доходов от льготного технологического присоединения.

Утвержденные на 2025 год неподконтрольные расходы ниже фактических неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» за 2024 год на 197,42 тыс. руб., или 0,14 %.

Неподконтрольные расходы, планируемые Обществом на 2026 год, ниже утвержденных на 2025 год расходов на 49 942,67 тыс. руб., или 36,24 %.

Снижение планируемых на 2026 год неподконтрольных расходов наблюдается за счет уменьшения налога на имущество (93,55 %) и налога на прибыль (22,51 %).

Рассмотрим неподконтрольные расходы АО «ТГЭС» на 2026 год посттатейно.

5.3.1. Плата за аренду имущества

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2026 году на аренду имущества составят 314,09 тыс. руб.

Расходы на аренду имущества, установленные Комитетом Тульской области по тарифам на 2025 год, составляют 167,74 тыс. руб.

Расходы на аренду имущества, планируемые Обществом на 2026 год, выше утвержденных на 2025 год расходов на 146,35 тыс. руб., или 87,25 %.

Фактические расходы по рассматриваемой статье по данным АО «ТГЭС» за 2023 год составили 167,74 тыс. руб., за 2024 год – 314,09 тыс. руб.

В обоснование расходов по статье Обществом представлены следующие документы:

1) Расчет фактических расходов на аренду помещений и земельных участков за 2024 год и планируемых на 2026 год (том 1, листы 250-251);

2) Действующие договоры аренды нежилых помещений и земельных участков с дополнительными соглашениями (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Аренда и лизинг+»);

3) Письма Министерства имущественных и земельных отношений Тульской области от 19.02.2018 г. № 29-01-17/2468, 19.02.2018 г. № 29-01-17/2503, от 01.06.2021 г. № 29-01-12/7555 и от 11.04.2025 г. № 29-01-13/4813 об изменении размера арендной платы за использование земельных участков

в связи с изменением их кадастровой стоимости (в электронном виде, Диск папка «НР» - «Аренда и лизинг+»);

4) Уведомление от Государственной профессиональной образовательной организации Тульской области «Тульский государственный машиностроительный колледж им. Н. Демидова» от 15.08.2023 г. № 114 – исх. об изменении размера арендной платы с 01.09.2023 г. (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Аренда и лизинг+»);

5) Отчет по проводкам по сч. 76.07 «Расчеты по аренде» (статья расходов «Аренда земельных участков») за 2024 год (Дополнительные материалы к запросу от 03.07.2025 г. исх. № 40-11/1122);

6) Акты об оказании услуг с Государственной профессиональной образовательной организацией Тульской области «Тульский государственный машиностроительный колледж им. Н. Демидова» в количестве 12 штук (Дополнительные материалы к запросу от 17.06.2025 г. исх. № 40-11/1011).

Расходы на аренду имущества и земельных участков на 2026 год планируются Обществом исходя из фактических расходов 2024 года.

В соответствии с подпунктом 5 пункта 28 Основ ценообразования расходы на аренду помещений, аренду транспорта и аренду земельных участков определяются регулирующим органом в соответствии с пунктом 29 настоящего документа.

Фактические расходы по статье «Плата за аренду имущества» за 2024 год в сумме 314,09 тыс. руб. подтверждены представленными документами и, по мнению Экспертной группы, являются экономически обоснованными.

Реестр договоров АО «ТГЭС» по статье «Аренда земельных участков» представлен в таблице.

Таблица № 21
Реестр договоров АО «ТГЭС» по статье «Аренда земельных участков» на 2026 год

(Тыс. руб.)

№ п/п	Наименование	План на 2026 год
1	Аренда имущества, находящегося в государственной собственности ТО №203 от 27.11.2014 г.	122,00
2	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16В3791 от 15.03.2016 г.	16,39
3	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16П3782 от 01.03.2016 г.	11,32
4	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16С3785 от 01.03.2016 г.	5,35
5	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16С3790 от 14.03.2016 г.	6,96
6	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16Ц3783 от 01.03.2016 г.	5,96
7	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16Ц3784 от 01.03.2016 г.	18,21
8	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16Ц3792 от 14.03.2016 г.	14,52

№ п/п	Наименование	План на 2026 год
9	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16Ц3897 от 17.11.2016 г.	6,43
10	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16Ц3835 от 07.07.2016 г.	3,63
11	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16С3899 от 17.11.2016 г.	19,54
12	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 1633898 от 17.11.2016 г.	4,21
13	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16В3834 от 07.07.2016 г.	5,26
14	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 1633831 от 17.11.2016 г.	5,26
15	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16П3811 от 27.06.2016 г.	7,07
16	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16Ц3810 от 16.05.2016 г.	3,53
17	Соглашение от 21.09.2017 г. о передаче прав и обязанностей по договору аренды земельного участка МИиЗО № 15П3660 от 24.04.2015 г.	22,23
18	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 15Ц3663 от 12.05.2015г	14,67
19	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 14П3551 от 01.12.2014 г.	16,89
20	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16В3908 от 28.11.2016 г.	4,64
	Итого	314,09

По мнению Экспертной группы, планируемые АО «ТГЭС» на 2026 год расходы по статье «Аренда земельных участков» в сумме 314,09 тыс. руб. являются экономически обоснованными.

5.3.2. Налоги

По расчету АО «ТГЭС» расходы на уплату налогов и иных обязательных платежей в 2026 году составят 5 383,36 тыс. руб.

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2025 год расходы на уплату налогов и иных обязательных платежей составляют 54 489,07 тыс. руб.

Расходы на уплату налогов и иных обязательных платежей, планируемые Обществом на 2026 год, ниже утвержденных на 2025 год расходов на 49 105,71 тыс. руб., или 90,12 %.

Фактические расходы по рассматриваемой статье по данным АО «ТГЭС» за 2023 год составили 54 489,07 тыс. руб., за 2024 год – 56 471,19 тыс. руб.

Состав расходов по рассматриваемой статье представлен в таблице.

Таблица № 22
Расходы на уплату налогов по данным
АО «ТГЭС»

№ п/п	Наименование статей	2024 год		2025 год утверждено	2026 год план
		утверждено	факт		
1	2	3	4	5	6
1	Земельный налог	1 489,19	1 722,17	1 721,85	1 722,17
2	Налог на имущество	52 247,18	54 472,26	52 488,83	3 384,43
3	Прочие налоги и сборы	294,96	276,76	278,38	276,76
	Итого налоги	54 031,33	56 471,19	54 489,07	5 383,36

Ниже представлена постатейная расшифровка расходов на уплату налогов и иных обязательных платежей.

Земельный налог

По расчету АО «ТГЭС» расходы на уплату земельного налога в 2026 году составят 1 722,17 тыс. руб.

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2025 год расходы на уплату земельного налога составляют 1 721,85 тыс. руб.

Расходы на уплату земельного налога, планируемые Обществом на 2026 год, выше утвержденных на 2025 год расходов на 0,32 тыс. руб., или 0,02 %.

Фактические расходы по рассматриваемой статье по данным АО «ТГЭС» за 2023 год составили 1 721,85 тыс. руб., за 2024 год – 1 722,17 тыс. руб.

Порядок исчисления налога на землю определен главой 31 Налогового Кодекса Российской Федерации. Налоговая база определяется как кадастровая стоимость земельных участков, признаваемых объектом налогообложения в соответствии со статьей 389 настоящего Кодекса. Налоговые ставки устанавливаются нормативными правовыми актами представительных органов муниципальных образований и не могут превышать 1,5 процента в отношении прочих земельных участков.

В обоснование расходов по рассматриваемой статье Обществом представлены следующие документы:

- 1) Расчет платы за землю АО «ТГЭС» на 2026 год (том 1, лист 252);
- 2) Справка-расчет земельного налога за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Земельный налог за 2024 год»);
- 3) Анализы по счету 20 «Основное производство» и 23 «Вспомогательные производства» в части земельного налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Земельный налог за 2024 год»).

Расходы на уплату земельного налога на 2026 год Общество планирует на уровне фактических расходов за 2024 год.

В соответствии с вышеуказанными документами фактические расходы на уплату земельного налога за 2024 год в целом по АО «ТГЭС» составили 1 723,82 тыс. руб., в том числе относимые на деятельность по передаче электрической энергии – 1 722,17 тыс. руб.

По мнению Экспертной группы, планируемые АО «ТГЭС» расходы по статье «Земельный налог» на 2026 год в сумме 1 722,17 тыс. руб. являются экономически обоснованными.

Налог на имущество

По расчету АО «ТГЭС» расходы на уплату налога на имущество в 2026 году составят 3 384,43 тыс. руб.

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2025 год расходы на уплату налога на имущество составляют 52 488,83 тыс. руб.

Расходы на уплату налога на имущество, планируемые Обществом на 2026 год, ниже утвержденных на 2025 год расходов на 49 104,40 тыс. руб., или 93,55 %.

Фактические расходы по рассматриваемой статье по данным АО «ТГЭС» за 2023 год составили 52 488,83 тыс. руб., за 2024 год – 54 472,26 тыс. руб.

В обоснование расходов по рассматриваемой статье Обществом представлены следующие документы:

- 1) Расчет налога на имущество на 2026 год (т том 1, листы 253-254);
- 2) Налоговая декларация по налогу на имущество организаций за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Налог на имущество за 2024 год»);
- 3) Справка-расчет налога на имущество за 2024 год и 1 квартал 2025 года (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Налог на имущество за 2024 год»);
- 4) Анализы по счету 20 «Основное производство» и 23 «Вспомогательные производства» в части налога на имущество, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Налог на имущество за 2024 год»).

В соответствии с главой 30 Налогового кодекса РФ (часть вторая) налогоплательщиками налога на имущество признаются организации, имеющие имущество, признаваемое объектом налогообложения в соответствии со статьей 374 Налогового кодекса РФ.

Налоговая база (статья 375 НК РФ) определяется как среднегодовая стоимость имущества, признаваемого объектом налогообложения. При определении налоговой базы как среднегодовой стоимости имущества, признаваемого объектом налогообложения, такое имущество учитывается по его остаточной стоимости, сформированной в соответствии с установленным порядком ведения бухгалтерского учета, утвержденным в учетной политике организации. С 01 января 2019 года по 31 декабря 2024 года объектом налогообложения признается только недвижимое имущество.

В соответствии с изменениями, внесенными Федеральным законом от 29.10.2024 г. № 362-ФЗ «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» в статью 381 Налогового кодекса РФ, с 1 января 2025 года освобождаются от налогообложения системообразующие территориальные сетевые организации, территориальные сетевые

организации - в отношении линий электропередачи, трансформаторных и иных подстанций, распределительных пунктов классом напряжения до 35 киловольт включительно, а также кабельных линий электропередачи и оборудования, предназначенного для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии, вне зависимости от класса их напряжения.

В соответствии с представленными Обществом документами фактические расходы на уплату налога на имущество за 2024 год в целом по АО «ТГЭС» составили 54 524,57 тыс. руб., в том числе относимые на услуги по передаче электрической энергии – 54 472,26 тыс. руб. (99,9 %).

Обществом расчет расходов на уплату налога на имущество на 2026 год произведен, исходя из средней за 1 квартал 2025 года остаточной стоимости облагаемого налогом недвижимого имущества, находящегося на балансе Общества по состоянию на 01.04.2025 г. (153 837,62 тыс. руб.) и ставки налога на имущество (2,2 %).

По расчету Экспертной группы экономически обоснованными расходами АО «ТГЭС» на уплату налога на имущество являются расходы в сумме 3 202,74 тыс. руб. Экспертной группой расчет расходов произведен исходя из прогнозной среднегодовой остаточной стоимости налогооблагаемого имущества на 2026 год (145 724,70 тыс. руб.), налоговой ставки 2,2 % и фактической доли отнесения расходов на услуги по передаче электрической энергии за 2024 год (99,9 %).

Прогнозная среднегодовая остаточная стоимость основных средств на 2026 год рассчитана Экспертной группой исходя из суммарной остаточной стоимости облагаемого налогом имущества по состоянию на 01.04.2025 г. по данным справки-расчета налога на имущество за 1 квартал 2025 года (152 850,19 тыс. руб.) без учета основных средств, не участвующих в деятельности по передаче электрической энергии (9,81 тыс. руб.) ежемесячно уменьшающей на сумму амортизационных отчислений.

По расчету Экспертной группы расходы АО «ТГЭС» на уплату налога на имущество в 2026 году составят 3 202,74 тыс. руб., что ниже расходов по расчету Общества на 181,69 тыс. руб.

Прочие налоги и сборы

По расчету АО «ТГЭС» расходы на уплату прочих налогов и сборов в 2026 году составят 276,76 тыс. руб.

Расходы на уплату прочих налогов и сборов Комитетом Тульской области по тарифам на 2025 год утверждены в сумме 278,38 тыс. руб.

Фактические расходы по рассматриваемой статье по данным АО «ТГЭС» за 2023 год составили 278,38 тыс. руб., за 2024 год – 276,76 тыс. руб.

В состав расходов на уплату прочих налогов и сборов включаются затраты на уплату транспортного налога.

Транспортный налог исчисляется на основании главы 28 Налогового кодекса Российской Федерации.

В качестве обоснования расходов на уплату транспортного налога на 2026 год АО «ТГЭС» представлены следующие документы:

- 1) Расчет транспортного налога АО «ТГЭС» на 2026 год (том 1, лист 255);
- 2) Справка-расчет по транспортному налогу за 2024 год (в электронном, Диск, папка «НР» - «Транспортный налог за 2024 год»);
- 3) Анализы по счету 20 «Основное производство» и 23 «Вспомогательные производства» в части транспортного налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Транспортный налог за 2024 год»).

Расходы на уплату транспортного налога на 2026 год Общество планирует на уровне фактических расходов за 2024 год.

В соответствии с представленными Обществом документами фактические расходы на уплату транспортного налога за 2024 год в целом по АО «ТГЭС» составили 277,02 тыс. руб., в том числе относимые на услуги по передаче электрической энергии – 276,76 тыс. руб.

По мнению Экспертной группы, планируемые АО «ТГЭС» расходы на уплату транспортного налога на 2026 год в сумме 276,76 тыс. руб. являются экономически обоснованными.

Обобщенные данные о расходах АО «ТГЭС» по статье «Налоги» на 2026 год представлены в таблице.

Таблица № 23
Расходы по статье «Налоги» АО «ТГЭС» на 2026 год
(Тыс. руб.)

№ п/п	Наименование статей	По расчету Общества	По расчету Экспертной группы	Отклонения
1	2	3	4	5
1	Плата за землю	1 722,17	1 722,17	-
2	Налог на имущество	3 384,43	3 202,74	-181,69
3	Прочие налоги (транспортный налог)	276,76	276,76	-
	Итого налоги	5 383,36	5 201,67	-181,69

По расчету Экспертной группы расходы АО «ТГЭС» по статье «Налоги» в 2026 году составят 5 201,67 тыс. руб., что ниже расходов по расчету Общества на 181,69 тыс. руб.

5.3.3. Расходы на уплату страховых взносов

По расчету АО «ТГЭС» расходы на уплату страховых взносов в 2026 году составят 58 709,71 тыс. руб.

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2025 год расходы на уплату страховых взносов составляют 55 007,16 тыс. руб.

Расходы на уплату страховых взносов, планируемые Обществом на 2026 год, выше утвержденных на 2025 год расходов на 3 702,55 тыс. руб., или 6,73 %.

Фактические расходы по рассматриваемой статье по данным АО «ТГЭС» за 2023 год составили 46 695,96 тыс. руб., за 2024 год – 54 125,63 тыс. руб.

В соответствии со статьей 425 Налогового Кодекса Российской Федерации (часть вторая), начиная с 2024 года, устанавливаются тарифы страховых взносов на обязательное пенсионное страхование, на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством, на обязательное медицинское страхование в следующих единых размерах (единий тариф страховых взносов), если иное не предусмотрено настоящей главой:

- 1) в пределах установленной единой предельной величины базы для исчисления страховых взносов - 30 процентов;
- 2) свыше установленной единой предельной величины базы для исчисления страховых взносов - 15,1 процента.

Кроме того, размер страхового тарифа на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, установленный для АО «ТГЭС» с января 2025 года, составляет 0,4 % к начисленной оплате труда.

В обоснование расходов по статье Обществом представлены следующие документы:

- 1) Расчет отчислений страховых взносов АО «ТГЭС» на 2026 год (том 1, лист 256);
- 2) Расчет по страховым взносам за 2024 год (Форма КНД 1151111) (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Отчисление на соц. нужды за 2024 год»);
- 3) Единая форма «Сведения для ведения индивидуального (персонифицированного) учета и сведения о начисленных страховых взносах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (Форма ЕФС-1)» за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Отчисление на соц. нужды за 2024 год»);
- 4) Анализы по счету 20 «Основное производство» и 23 «Вспомогательные производства» (статья затрат «Расходы на уплату страховых взносов», относимые на услуги по передаче электрической энергии) за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Отчисление на соц. нужды за 2024 год»);
- 5) Уведомления о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний с января 2025 года (Дополнительные материалы к запросу от 17.06.2025 г. исх. № 40-11/1011).

Планируемые АО «ТГЭС» расходы по статье «Расходы на уплату страховых взносов» на 2026 год составляют 58 709,71 тыс. руб. и определены исходя из 30,34 % от фонда оплаты труда, рассчитанного Обществом на 2026 год (193 512,51 тыс. руб.).

Постановлением Правительства Российской Федерации от 23.10.2025 г. № 1635 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» по вопросу установления и применения эталонов затрат территориальных сетевых организаций» пункт 28 Основ ценообразования дополнен подпунктом 10(4) следующего содержания:

10(4) расходы на уплату страховых взносов. Для территориальных сетевых организаций расходы на уплату страховых взносов на обязательное пенсионное страхование, на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством, обязательное медицинское страхование, взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний определяются на основании фактических данных за последний отчетный период (год) с учетом параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на текущий и очередной периоды регулирования.

Фактические расходы на уплату страховых взносов за 2024 год, относимые на услуги по передаче электрической энергии, подтверждены регистрами бухгалтерского учета по счету 20 «Основное производство» и 23 «Вспомогательные производства» (передача электрической энергии) в сумме 54 125,63 тыс. руб.

Планируемые АО «ТГЭС» на 2026 год расходы по статье «Расходы на уплату страховых взносов» в сумме 58 709,71 тыс. руб. не превышают расходов, определенных Экспертной группой в соответствии с подпунктом 10(4) пункта 28 Основ ценообразования исходя из фактических расходов на уплату страховых взносов за 2024 год по данным Экспертной группы (54 125,63 тыс. руб.), увеличенных на ИПЦ (1,09 – 2025 год к 2024 году; 1,051 – 2026 год к 2025 году), в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов Минэкономразвития России от 26.09.2025 г.

По мнению Экспертной группы, планируемые АО «ТГЭС» расходы по статье «Расходы на уплату страховых взносов» на 2026 год в сумме 58 709,71 тыс. руб. являются экономически обоснованными.

5.3.4. Налог на прибыль

По расчету АО «ТГЭС» расходы на уплату налога на прибыль в 2026 году составят 21 819,20 тыс. руб.

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2025 год расходы на уплату налога на прибыль составляют 28 158,02 тыс. руб.

Расходы на уплату налога на прибыль, планируемые Обществом на 2026 год, ниже утвержденных на 2025 год расходов на 6 338,82 тыс. руб., или 22,51 %.

Фактические расходы по рассматриваемой статье по данным АО «ТГЭС» за 2023 год составили 28 158,02 тыс. руб., за 2024 год – 17 455,36 тыс. руб.

В соответствии с п. 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.

При установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитывается величина исчисленного за налоговый период (год) налога на прибыль организаций, которая относится к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям.

В обоснование расходов по рассматриваемой статье Обществом представлены следующие документы:

- 1) Расшифровка по налогу на прибыль (том 1, лист 257);
- 2) Бухгалтерская отчетность за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «Бух отчетность за 2024 год»);
- 3) Налоговая декларация по налогу на прибыль организаций за 2024 год (Дополнительные материалы к запросу от 17.06.2025 г. исх. № 40-11/1011);
- 4) Таблица 1.3 «Показатели раздельного учета доходов и расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям...» выполненная в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 13.12.2011 г. № 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» (Дополнительные материалы к запросу от 11.06.2025 г. исх. № 40-11/996, в электронном виде);
- 5) Таблица 1.6 «Расшифровка расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям...», выполненная в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 13.12.2011 г. № 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» (Дополнительные материалы к запросу от 11.06.2025 г. исх. № 40-11/996, в электронном виде).

Расходы на уплату налога на прибыль на 2026 год Общество планирует исходя из фактических расходов на уплату налога на прибыль за 2024 год, отнесенных на деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к электрическим

сетям (17 455,36 тыс. руб.), с учетом изменения налоговой ставки по налогу на прибыль с 1 января 2025 года (25 %).

В соответствии с показателями раздельного учета доходов и расходов (форма 1.3. Приложения к Приказу Минэнерго РФ от 13.12.2011 г. № 585) за 2024 год фактические расходы по статье «Расходы на уплату налога на прибыль» в целом составили 55 291 тыс. руб., в том числе: по видам деятельности «Передача электрической энергии» и «Технологическое присоединение» – 50 776,36 тыс. руб. и прочие виды деятельности – 4 514,64 тыс. руб.

Расходы на уплату налога на прибыль, учтенные Обществом в показателях раздельного учета, сформированы с учетом текущего налога на прибыль (21 970 тыс. руб.) и отложенного налога на прибыль (33 321 тыс. руб.) и подтверждены налоговой декларацией по налогу на прибыль организаций и отчетом о финансовых результатах за 2024 год.

Фактическая величина текущего налога на прибыль за 2024 год, отнесенная по данным раздельного учета к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям, подтверждена в сумме 17 455,36 тыс. руб.

По расчету Экспертной группы расходы АО «ТГЭС» на уплату налога на прибыль на 2026 год, относимые на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям, составляют 17 455,36 тыс. руб. и определены в соответствии с п. 20 Основ ценообразования на уровне фактических расходов за 2024 год.

5.3.5. Выпадающие доходы от технологического присоединения льготной категории заявителей

В состав необходимой валовой выручки организации, регулирование которой осуществляется с применением метода доходности инвестированного капитала, выпадающие доходы от осуществления технологического присоединения льготной категории заявителей включаются в соответствии с пп. 5 п. 20 Методических указаний № 228-э:

«5) выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), определяемые регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования и не связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства».

По расчету АО «ТГЭС» выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемые в плату за технологическое присоединение, в соответствии с

уточненным предложением от 31.10.2025 г. вх. № 40-01-14/1931 в 2026 году составляют 1 652,96 тыс. руб.

Размер плановых выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт и не связанных с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, на 2026 год по данным АО «ТГЭС» в сумме 1 652,96 тыс. руб. не превышает выпадающих доходов, рассчитанных Комитетом Тульской области по тарифам и, по мнению Экспертной группы, являются экономически обоснованными.

Обобщенные данные о неподконтрольных расходах АО «ТГЭС» на 2026 год представлены в таблице.

Таблица № 24
Неподконтрольные расходы АО «ТГЭС» на 2026 год
(Тыс. руб.)

№ п/п	Наименование показателя	По данным Общества	По расчету Экспертной группы	Отклонение
1	2	3	4	5
1.	Плата за аренду имущества	314,09	314,09	-
2.	Налоги, всего, в том числе:	5 383,36	5 201,67	-181,69
2.1.	Плата за землю	1 722,17	1 722,17	-
2.2.	Налог на имущество	3 384,43	3 202,74	-181,69
2.3.	Прочие налоги и сборы	276,76	276,76	-
3.	Отчисления на социальные нужды	58 709,71	58 709,71	-
4.	Налог на прибыль	21 819,20	17 455,36	-4 363,84
5.	Выпадающие доходы от льготного технологического присоединения	1 652,96	1 652,96	-
	Итого неподконтрольные расходы	87 879,32	83 333,79	- 4 545,53

По расчету Экспертной группы экономически обоснованные неподконтрольные расходы АО «ТГЭС» на 2026 год составляют 83 333,79 тыс. руб., что ниже расходов по расчету Общества на 4 545,53 тыс. руб.

5.3.6. Выпадающие доходы от технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»

В составе необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей на 2026 год АО «ТГЭС» отдельной статьей заявлены расходы на компенсацию фактических расходов 2024 года на осуществление технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго».

По расчету АО «ТГЭС» расходы на технологическое присоединение к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» за 2024 год составили 164,62 тыс. руб.

В обоснование расходов по рассматриваемой статье Обществом представлены следующие документы:

1) Расчет выпадающих доходов от технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети и Приволжье» - «Тулэнерго» за 2024 год, включаемые в состав необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей на 2026 год (том 1, лист 354 и в электронном виде, Диск 1, папка «ДТП с ПАО Россети Центр и Приволжье факт 2024 год»);

2) Акты об осуществлении технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» за 2024 год в количестве 8 штук на сумму 164,62 тыс. руб. (в электронном виде, Диск 1, папка «ДТП с ПАО Россети Центр и Приволжье факт 2024 год»);

3) Договоры с приложениями и дополнительными соглашениями об осуществлении технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго», закрытые в 2024 году в количестве 8 штук (Дополнительные материалы к запросу от 17.06.2025 г. исх. № 40-11/1011).

Расходы на технологическое присоединение к сетям филиала «Тулэнерго» на 2026 год в сумме 164,62 тыс. руб. определены АО «ТГЭС» исходя из фактических расходов за 2024 год, подтвержденных актами об осуществлении технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» за указанный период.

Расчет выпадающих доходов от технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» за 2024 год, включаемых в состав необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» на 2026 год представлен в таблице.

Таблица № 25

Выпадающие доходы от технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» за 2024 год, включаемые в состав необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» на 2026 год

№ п/п	Дата ДТП с ПАО «Россети Центр и Приволжье»	Заявитель	№, дата ДТП с заявителем	№, дата акта ТП с ПАО «Россети Центр и Приволжье»	Стоимость ДТП по расчету Общества, руб.
1.	711052355 07.09.2020 г.	ООО «Тульская фармацевтическая фабрика»	194-20 08.07.2020	05-12-922/ОТП 19.07.2024	18 436,88
2.	711092007 21.10.2022 г.	ООО СЗ «Ресурс»	415-22 14.05.2022	05-12-2796/ОТП 26.12.2024	20 776,41
3.	711093485 08.11.2022 г.	АО «Оборонэнерго»	16-23 17.01.2023	05-12-2798/ОТП 26.12.2024	20 776,41

№ п/п	Дата ДТП с ПАО «Россети Центр и Приволжье»	Заявитель	№, дата ДТП с заявителем	№, дата акта ТП с ПАО «Россети Центр и Приволжье»	Стоимость ДТП по расчету Общества, руб.
4.	711097203 21.02.2023 г.	ИП Грудинин Н.Н.	49-23 03.02.2023	05-12- 2642/ОТП 16.12.2024	20 925,83
5.	711097208 21.02.2023 г.	ИП Федулаева Н.А.	46-23 03.02.2023	05-12- 2644/ОТП 17.12.2024	20 925,83
6.	711097211 21.02.2023 г.	ИП Болоненко С.Н.	48-23 03.02.2023	05-12- 2646/ОТП 18.12.2024	20 925,83
7.	711097215 21.02.2023 г.	ИП Подгурский А.Г.	47-23 03.02.2023	05-12- 2669/ОТП 19.12.2024	20 925,83
8.	711093706 07.04.2023 г.	ООО СЗ «Авиатор»	756-22 19.09.2022	05-12- 2794/ОТП 26.12.2024	20 925,83
	Итого (без НДС)				164 618,85

По мнению Экспертной группы, планируемые АО «ТГЭС» на 2026 год расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от осуществления технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» в сумме 164,62 тыс. руб. являются экономически обоснованными.

5.4. Экспертиза расчетов скорректированной величины возврата капитала и дохода на инвестированный капитал АО «ТГЭС» на 2026 год с учетом фактических данных о введенных в эксплуатацию объектах, списании (выбытии) активов до установленного срока их использования, а также с учетом корректировки утвержденного плана вводов, фактического изменения состава и стоимости активов

По расчету АО «ТГЭС» возврат инвестированного капитала в 2026 году в соответствии с уточненным предложением от 31.10.2025 г. вх. № 40-01-14/1931 составит 136 243,95 тыс. руб., доход на инвестированный капитал – 447 026,08 тыс. руб.

Расчет скорректированного возврата инвестированного капитала производится в соответствии с п. 33 Методических указаний № 228-э:

«33. Скорректированная величина возврата на инвестированный капитал, включаемая в необходимую валовую выручку регулируемой организации на очередной расчетный год второго и далее долгосрочного периода регулирования, рассчитывается по следующей формуле:

$$BK_i^{ck} = \frac{ПИК_i^{ck}}{CBK},$$

где:

ПИК_i^{ck} - скорректированная первоначальная стоимость базы инвестированного капитала, определяемая на начало расчетного года і в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета».

Срок возврата инвестированного капитала составляет 35 лет.

По расчету АО «ТГЭС» первоначальная стоимость инвестированного капитала на начало 2026 год составляет 4 768 538,22 тыс. руб.

Скорректированный возврат инвестированного капитала АО «ТГЭС» в 2026 году составит 136 243,95 тыс. руб.

Экспертной группой произведен расчет скорректированной величины возврата инвестированного капитала на 2026 год с учетом того, что капитал, инвестированный до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала («старый» капитал), в 2022 году полностью возвращен, а также исходя из:

- долгосрочных параметров регулирования, установленных для АО «ТГЭС»;
- положений и формул Методических указаний;
- фактических и плановых показателей реализации инвестиционных программ АО «ТГЭС»;
- выбытия объектов из базы «нового» инвестированного капитала до окончания срока использования за 2024 год и 9 месяцев 2025 года;
- анализа стоимости введенных объектов за 2024 год;
- исключения из инвестированного капитала объектов, преданных в аренду.

Расчет скорректированного возврата инвестированного капитала произведен Экспертной группой исходя из величины скорректированной первоначальной стоимости капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, рассчитанной Экспертной группой, в соответствии с формулой п. 33 Методических указаний № 228-э.

По расчету Экспертной группы первоначальная стоимость инвестированного капитала АО «ТГЭС» на начало 2026 года составляет 4 431 781,72 тыс. руб.

Скорректированный возврат на инвестированный капитал АО «ТГЭС» в 2026 году составит 126 622,33 тыс. руб.

Расчет скорректированной величины дохода на инвестированный капитал производится исходя из величины скорректированной остаточной стоимости капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением

метода доходности инвестированного капитала, в соответствии с формулой п. 37 Методических указаний № 228-э:

«37. Скорректированная величина дохода на инвестированный капитал, включаемая в необходимую валовую выручку регулируемой организации на очередной расчетный год второго и далее долгосрочного периода регулирования, рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta K_i^{ck} = OIK_i^{ck} \cdot H\Delta_i .»$$

По расчету АО «ТГЭС» остаточная стоимость инвестированного капитала на начало 2026 года составит 4 063 873,47 тыс. руб.

Скорректированный доход на инвестированный капитал в 2026 году по расчету АО «ТГЭС» составит 447 026,08 тыс. руб.

Экспертной группой произведен расчет скорректированной величины дохода на инвестированный капитал на 2026 год с учетом того, что капитал, инвестированный до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала («старый» капитал), в 2022 году полностью возвращен, а также исходя из:

- долгосрочных параметров регулирования, установленных для АО «ТГЭС»;
- положений и формул Методических указаний;
- фактических и плановых показателей реализации инвестиционных программ АО «ТГЭС»;
- выбытия объектов из базы «нового» инвестированного капитала до окончания срока использования за 2024 год и 9 месяцев 2025 года;
- анализа стоимости введенных объектов за 2024 год;
- исключения из инвестированного капитала объектов, преданных в аренду;
- нормы доходности на инвестированный капитал, которая составляет 11 %.

Расчет скорректированного дохода на инвестированной капитал произведен Экспертной группой исходя из величины скорректированной остаточной стоимости капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, рассчитанной Экспертной группой, в соответствии с формулой п. 37 Методических указаний № 228-э.

По расчету Экспертной группы остаточная стоимость инвестированного капитала АО «ТГЭС» на начало 2026 года составляет 3 735 066,65 тыс. руб.

Скорректированный доход на инвестированный капитал АО «ТГЭС» в 2026 году составит 410 527,33 тыс. руб.

5.5. Анализ экономии расходов, достигнутой АО «ТГЭС», учитываемой в составе необходимой валовой выручки на 2026 год

Основами ценообразования в электроэнергетике предусмотрена возможность включения в необходимую валовую выручку сетевой организации два вида экономии:

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;

экономия операционных расходов - снижение уровня фактических операционных расходов по сравнению с уровнем плановых расходов предыдущего года, за вычетом величины, характеризующей изменение уровня расходов, предусмотренного индексом эффективности операционных расходов.

Ниже рассмотрим каждый вид экономии расходов отдельно.

5.5.1. Экспертиза расчета экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов

В соответствии с уточненным предложением АО «ТГЭС» (вх. № 40-01-14/1931 от 31.10.2025 г.) 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, подлежащая включению в необходимую валовую выручку на 2026 год составляет 194 957,10 тыс. руб., в том числе:

1) 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 – 188 751,09 тыс. руб.;

2) размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в году j-2 (в нашем случае – 2024 год), подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации – 6 206,01 тыс. руб.

В обоснование расходов АО «ТГЭС» представлены следующие документы:

1) Расчет экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной АО «ТГЭС», для включения в НВВ на 2026 год (тот 1, лист 353);

2) Скорректированный расчет экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной АО «ТГЭС», для включения в НВВ на 2026 год (том 2, лист 37);

3) Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ТГЭС» на 2023-2027 гг. (в электронном виде, материалы к предложению от 30.04.2025 г. вх № 40-01-14/1092);

4) Отчетная форма «Сводная форма мониторинга реализации программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности» за 2024 год (в электронном виде);

5) Отчетная форма «Отчет о реализации мероприятий, основной целью которых является энергосбережение (или) повышение энергетической эффективности» за 2024 год (в электронном виде);

6) Сведения об отпуске (передаче) электроэнергии распределительными сетевыми организациями отдельным категориям потребителей (форма 46-ЭЭ передача) за 2024 год;

7) Форма 1 (FORM.1.TSO.2026.ORG) «Предложение сетевой компании по технологическому расходу электроэнергии (мощности) - потерям в электрических сетях на 2026 год».

8) Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ТГЭС» на 2018-2022 гг. и отчеты о ее выполнении за 2018-2022 гг. (дополнительные материалы к запросу от 31.10.2025 г. № 40-11/1725 от 31.10.2025 г.).

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, определяется в соответствии с пунктом 34(1) - 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 объема 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 ее 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 счет бюджетных средств.

В соответствии с пунктом 34(3) Основ ценообразования (в редакции Постановления Правительства РФ от 19.11.2024 г. № 1581) при переходе на очередной (второй и последующие) долгосрочный период регулирования, который наступил позднее 2019 года, размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной сетевой организацией в

соответствии с пунктом 34(1) ($\Delta\text{ЭП}_j$), настоящего документа рассчитывается по формуле:

$$\Delta\text{ЭП}_j = \Delta\text{ЭП}'_j + \Delta\text{ЭП}_{j-2},$$

где:

$\Delta\text{ЭП}'_j$ - 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.

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:

$$\Delta\text{ЭП}'_j = \max (0; N - N_j^{\text{уст}}) \times W_{ocj} \times \text{ЦП}_j,$$

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) Основ ценообразования 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) Основ ценообразования в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года j ;

W_{ocj} - прогнозная величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году j (тыс. кВт·ч);

Π_{j-2} - 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 Основ ценообразования (руб./кВт·ч).

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

$$\Delta\Pi_{j-2} = \max(0; N_{j-2}^{уст} \times W_{ocj-2} - \Pi_{\phi j-2}) \times \Pi_{j-2},$$

где:

$N_{j-2}^{уст}$ - 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) Основ ценообразования в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года $j-2$;

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

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

Π_{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./кВт·ч).

По расчету АО «ТГЭС» 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, составляет 188 751,09 тыс. руб.

Экспертной группой были проанализированы Программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ТГЭС» на 2018-2022 гг. и отчеты об ее выполнении. В соответствии с отчетами о выполнении программы по энергосбережению и повышению энергетической эффективности АО «ТГЭС» за 2018-2022 гг. реализация таких мероприятий

как реконструкция, модернизация и техническое перевооружение трансформаторных и иных подстанций, а так же воздушных и кабельных линий электропередачи направлены на снижение технологических потерь электрической энергии.

На основании вышеизложенного экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная в предыдущем долгосрочном периоде регулирования, подлежащая включению в необходимую валовую выручку сетевой организации до истечения 10 лет с начала периода регулирования, следующего за периодом, в котором указанная экономия была достигнута рассчитывается по формулам п. 34(3) Основ ценообразования.

По расчету Экспертной группы 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 составляет 181 662,48 тыс. руб.

Экспертной группой расчет выполнен в соответствии с п. 34.3 Основ ценообразования исходя из следующего:

1) 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) Основ ценообразования для долгосрочного периода регулирования, к которому относится 2019 год (2018-2022 гг.), и следующего за ним долгосрочного периода регулирования (2023-2027 гг.) для АО «ТГЭС» составляет 14,09 % от отпуска в сеть.

2) Уровень потерь электрической энергии, определенный Комитетом Тульской области по тарифам, на 2026 год долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. составляет 11,08 % от отпуска в сеть.

3) Прогнозная величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть АО «ТГЭС» в 2026 году в соответствии с Формой 1 (FORM.1.TSO.2026.ORG) «Предложение сетевой компании по технологическому расходу электроэнергии (мощности) - потерям в электрических сетях на 2026 год» составляет 1 190,638 млн. кВт.ч.

4) 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, на 2026 год составляет 5,0689617 руб./кВт.ч.

$$\max (0; 14,09 \% - 11,08 \%)* 1 190 638 \text{ тыс. кВт.ч} * 5,0689617 \text{ руб./кВт.ч} = \\ = 181 662,48 \text{ тыс. руб.}$$

В связи с тем, что в соответствии с Программой в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ТГЭС» за 2023-2027 гг. и отчетом об ее исполнении за 2024 год реализация таких

мероприятий как замена проводов на перегруженных ВЛЭП направлены на снижение технологических потерь электрической энергии, экономия расходов на оплату потерь электрической энергии рассчитывается по формулам п. 34(3) Основ ценообразования.

По расчету АО «ТГЭС» размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в 2024 году, подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации на 2026 год, составляет 6 206,01 тыс. руб.

Обществом расчет экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в 2024 году, подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации на 2026 год, выполнен в соответствии с п. 34.3 Основ ценообразования исходя из следующего:

1) Уровень потерь электрической энергии, определенный Комитетом Тульской области по тарифам, на 2024 год составляет 11,08 % от отпуска в сеть.

2) Фактическая величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть АО «ТГЭС» в 2024 году составляет 1 188 706,84 тыс. кВт.ч.

3) Величина фактических потерь электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» в 2024 году составляет 129 990,74 тыс. кВт.ч.

4) Фактически сложившаяся средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям АО «ТГЭС» за 2024 год составляет 3,61240 руб./тыс. кВт.ч.

$\max(0; 11,08 \% * 1 188 706,84 \text{ тыс. кВт.ч.} - 129 990,74 \text{ тыс. кВт.ч.})^*$

* 3,61240 руб./ кВт.ч = 6 206,01 тыс. руб.

Величины суммарного отпуска электрической энергии в сеть, потерь электрической энергии в сетях, фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии за 2024 год подтверждены представленными АО «ТГЭС» следующими документами:

1) Сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2024 год;

2) Акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» за 2024 год;

3) Акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2024 год;

4) Отчет по проводкам, в части расходов на оплату потерь за 2024 год.

По мнению Экспертной группы, расчет экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в 2024 году, подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке на 2026 год, выполнен АО «ТГЭС» в соответствии с п. 34.3 Основ ценообразования и подтверждается Экспертной группой в сумме 6 206,01 тыс. руб.

Расчет экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, подлежащей включению в необходимую валовую выручку на 2026 год по данным АО «ТГЭС» и по данным Экспертной группы представлен в таблице

Таблица № 26

Расчет экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, подлежащей включению в необходимую валовую выручку АО «ТГЭС» на 2026 год

№ п/п	Показатели	Единицы измерени я	Значение по данным Общества	Значение по данным Экспертной группы	Откло- нение
1	2	3	4	5	6
1.	N - максимальное значение уровня потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям из значений уровня потерь электрической энергии, являющихся долгосрочными параметрами регулирования, определенными в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования 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	%	14,09	14,09	-
2.	$N_j^{уст}$ - 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) Основ ценообразования в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года j	%	11,08	11,08	-
3.	$W_{oc\ j}$ - прогнозная величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году j	тыс. кВт ч	1 190 638,00	1 190 638,00	-
4.	ЦПj - 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	руб./кВтч	5,2667600	5,0689617	0,1977983

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Значение по данным Общества	Значение по данным Экспертной группы	Отклонение
1	2	3	4	5	6
5.	$\Delta\text{ЭП}'_j$ - 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	тыс. руб.	188 751,09	181 662,48	-7 088,61
6.	$N_{j-2}^{\text{уст}}$ - 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) Основ ценообразования в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года j-2	%	11,08	11,08	-
7.	$W_{oc\ j-2}$ - фактическая величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году j-2	тыс. кВт·ч	1 188 706,84	1 188 706,84	-
8.	$\Pi_{\phi\ j-2}$ - величина фактических потерь электрической энергии в сетях сетевой организации в году j-2	тыс. кВт·ч	129 990,74	129 990,74	-
9.	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./кВт·ч	3,61240	3,61240	-
10.	$\Delta\text{ЭП}_{j-2}$ - размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в году j-2, подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации	тыс. руб.	6 206,01	6 206,01	-
11.	$\Delta\text{ЭП}_j$ - 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, подлежащая включению в необходимую валовую выручку на 2024 год, всего (п. 5+п. 10)	тыс. руб.	194 957,10	187 868,49	-7 088,61

Мероприятия по сокращению потерь в электрических сетях АО «ТГЭС» не финансировались и не будут финансироваться за счет бюджетных средств.

Доля экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определена Комитетом Тульской области по тарифам в размере 1.

По мнению Экспертной группы, экономия потерь на оплату электрической энергии, полученная АО «ТГЭС» при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, подлежащая включению в необходимую валовую выручку на 2026 год составляет 187 868,49 тыс. руб.

5.5.2. Экспертиза расчета экономии операционных расходов организаций, достигнутой организацией, осуществляющей регулируемую деятельность, в том числе в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов

Экономия операционных расходов определяется в соответствии с п. 16 Методических указаний от 30.03.2022 г. № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 10.12.2025 г. № 1066/25):

«16. Экономия операционных расходов, достигнутая организацией, осуществляющей регулируемую деятельность, в каждом году j долгосрочного периода регулирования, в том числе в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, учитывается при установлении необходимой валовой выручки на очередной долгосрочный период регулирования в течение 5 лет и определяется по следующим формулам:

для первого года очередного долгосрочного периода регулирования:

$$\Delta \text{ЭОР}_1 = \frac{\sum_{j=1}^{n-1} (\text{ЭОР}_j \times \Pi_{l=j+1}^{n+1} (1 + ИПЦ_l))}{5},$$

где:

j - год, относящийся к предыдущему долгосрочному периоду регулирования, в котором была достигнута экономия операционных расходов;

n - последний год предыдущего долгосрочного периода регулирования;

ЭОР_j - экономия операционных расходов, достигнутая организацией,

осуществляющей регулируемую деятельность в году j предыдущего долгосрочного периода регулирования (может принимать только положительные значения);

ИПЦ - фактические (плановые) значения индекса потребительских цен в году l ;

для второго года очередного долгосрочного периода регулирования:

$$\Delta \text{ЭОР}_2 = \left[\frac{\sum_{j=1}^n (\text{ЭОР}_j \times \prod_{l=j+1}^{n+2} (1 + \text{ИПЦ}_l))}{5} \right] + \left[\frac{\sum_{j=1}^n (\text{ЭОР}_j \times \prod_{l=j+1}^{n+2} (1 + \text{ИПЦ}_l))}{5} - \Delta \text{ЭОР}_1 \right].$$

для последующих лет очередного долгосрочного периода регулирования:

$$\Delta \text{ЭОР}_i = \frac{\sum_{j=1}^n (\text{ЭОР}_j \times \prod_{l=j+1}^i (1 + \text{ИПЦ}_l))}{5},$$

где:

i - номер расчетного года очередного долгосрочного периода регулирования, $i = 2, 3, 4, 5.$

АО «ТГЭС» в составе необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей на 2026 год экономию операционных расходов не планирует.

Учитывая изложенное, экономия операционных расходов в составе необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» на 2026 год Экспертной группой не учитывается.

5.6. Экспертиза расчетов величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2024 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов на 2024 год

В соответствии с уточненным предложением АО «ТГЭС» (вх. № 40-01-14/1931 от 31.10.2025 г.) компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2024 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2024 год,

учитываемая в необходимой валовой выручке на 2026 год, составляет (-126 320,85) тыс. руб.

Согласно п. 37 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29 декабря 2011 года № 1178 в течение долгосрочного периода регулирования регулирующие органы ежегодно в соответствии с Методическими указаниями № 228-э осуществляют корректировку необходимой валовой выручки и (или) цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, с учетом следующих факторов:

- отклонение величины товарной выручки, полученной в результате осуществления регулируемой деятельности, от величины необходимой валовой выручки, установленной на прошедший год, в том числе в связи с отклонением объема реализуемых товаров (услуг) от объема, учтенного при установлении тарифов, и изменением прогнозного значения объема реализуемых товаров (услуг) на оставшийся срок действия долгосрочных тарифов;

- отклонение фактических и плановых значений индекса потребительских цен и других индексов, установленных прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на отчетный и планируемый периоды, от значений, учтенных при установлении тарифов;

- отклонение уровня расходов, определяемых регулирующим органом в качестве включаемых в необходимую валовую выручку в фактическом объеме (с учетом документального подтверждения осуществления таких расходов), от установленного уровня;

- отклонение уровня расходов по оплате услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, от установленного уровня;

- отклонение уровня расходов сетевых организаций на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения цены покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии;

- изменение законодательства Российской Федерации, приводящее к изменению уровня расходов организации, осуществляющей регулируемую деятельность;

- изменение не учтенного при установлении тарифов состава активов, используемых для осуществления регулируемой деятельности;

- отклонение фактической величины налога на прибыль по соответствующему виду деятельности от установленного уровня.

- корректировка согласованной инвестиционной программы;

- отклонение совокупного объема инвестиций, фактически осуществленных в течение истекшего периода регулирования в рамках утвержденной (корректированной) в установленном порядке долгосрочной инвестиционной программы, от объема инвестиций, предусмотренного

утвержденной (корректированной) в установленном порядке до начала очередного года долгосрочного периода регулирования инвестиционной программой, учтенного при установлении тарифов на очередной год долгосрочного периода регулирования;

- отклонение уровня надежности и качества продукции (услуг) от установленного уровня.

Также в п. 37 Основ ценообразования отмечено, что корректировка цен (тарифов) на очередной год долгосрочного периода регулирования, проводимая с учетом указанных факторов, по решению регулирующего органа может осуществляться в том числе на основании данных за истекший период текущего года.

При установлении или продлении долгосрочных цен (тарифов) регулирующие органы в целях сглаживания их роста могут перераспределять необходимую валовую выручку организации по годам в пределах одного долгосрочного периода регулирования. В этом случае перераспределяемые величины необходимой валовой выручки включаются в необходимую валовую выручку соответствующего года периода регулирования с учетом индекса потребительских цен.

В соответствии с п. 9 Методических указаний № 228-э корректировка необходимой валовой выручки осуществляется ежегодно. При корректировке используются данные за последний год, на который имеются фактические показатели параметров расчета тарифов.

Согласно п. 42 Методических указаний от 30.03.2012 г. № 228-э, компенсация выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, учитывается при определении скорректированной плановой необходимой валовой выручки на очередной год долгосрочного периода регулирования.

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2024 год, производится в соответствии с формулами, приведенными в п. 42 Методических указаний № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 10.12.2025 г. № 1066/25):

«

$$\Delta HBB_{i-2}^{korr} = HBB_{i-2}^{ck} + HBB_{i-2}^{nom} - HBB_{i-2}^{\phi} + \Delta HP_{i-2} + \Delta OP_{i-2} + PO_{i-2},$$

где:

HBB_{i-2}^{ϕ} - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год i-2 (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый

исходя из установленных на год $i-2$ тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объемов оказанных услуг за вычетом расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии, оказываемых прочими территориальными сетевыми организациями. Расходы на оплату услуг по передаче электрической энергии, оказываемых прочими территориальными сетевыми организациями, определяются исходя из индивидуальных тарифов для взаиморасчетов между 2 сетевыми организациями, а за периоды регулирования, начиная с 2025 года - исходя из индивидуальных цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для расчетов системообразующей территориальной сетевой организации за услуги по передаче электрической энергии, оказываемые территориальной сетевой организацией, индивидуальных цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для расчетов между системообразующими территориальными сетевыми организациями.

ΔHP_{i-2} - компенсация фактически понесенных в году $i-2$ неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на год $i-2$, определяемая в соответствии с пунктами 20 - 21 Методических указаний. Компенсация может принимать как положительные, так и отрицательные значения. При расчете ΔHP не учитываются расходы на оплату стоимости услуг по передаче электрической энергии, оказываемых прочими территориальными сетевыми организациями, определяемые исходя из индивидуальных тарифов для взаиморасчетов между 2 сетевыми организациями, а за периоды регулирования, начиная с 2025 года - исходя из индивидуальных цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для расчетов системообразующей территориальной сетевой организации за услуги по передаче электрической энергии, оказываемые территориальной сетевой организацией, индивидуальных цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии для расчетов между системообразующими территориальными сетевыми организациями.

ΔOP_{i-2} - компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям. Компенсация может принимать как положительные, так и отрицательные значения.

ПО_i - корректировка необходимой валовой выручки сетевой организации по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии за истекший период

регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 25 Методических указаний».

Кроме того, в соответствии с п. 42 Методических указаний № 228-э при определении скорректированной необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей ежегодно рассчитывается корректировка, учитывающая отклонение уровня надежности и качества продукции (услуг) от установленного уровня и корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы.

Информация о компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных, и включаемых в необходимую валовую на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» на 2023-2026 гг. представлена в таблице.

Таблица № 27

Компенсация выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных, и включаемых в необходимую валовую на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» на 2023-2026 гг.

(Тыс. руб.)

№ п/п	Наименование корректировки	2023 год утверждено	2024 год утверждено	2025 год утверждено	2026 год план по данным Общества
1	2	3	4	5	6
1.	Компенсация разницы между плановой и фактической необходимой валовой выручкой на услуги по передаче электрической энергии	-	-31 964,15	-7 966,90	-13 352,32
2.	Компенсация операционных расходов (ΔОР)	9 739,32	23 517,90	-	3 661,85
3.	Компенсация фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии (ΔНР)	-17 798,81	-34 538,49	-35 222,97	226,17
4.	Корректировка НВВ по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь от установленного в зависимости от изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПОи)	-181 291,97	-167 087,98	-133 775,86	-116 856,55
	Итого сумма корректировок	-189 351,46	-210 072,72	176 965,73	-126 320,85

Рассмотрим расчет расходов, связанных с компенсацией незапланированных расходов и полученного избытка, выявленных по итогам 2024 года, по каждой предусмотренной Методическими указаниями от 30.03.2012 г. № 228-э корректировке.

5.6.1. Компенсация разницы между плановой и фактической необходимой валовой выручкой АО «ТГЭС» на услуги по передаче электрической энергии за 2024 год

По расчету АО «ТГЭС» компенсация разницы между плановой и фактической необходимой валовой выручкой Общества на услуги по передаче электрической энергии за 2024 год без учета применения индексов инфляции, составляет (- 11 656,40) тыс. руб., с учетом применения индекса инфляции (1,0897 - 2025 год к 2024 году; 1,0512 – 2026 год к 2025 году) – (-13 352,32) тыс. руб.

Расчет компенсации производится на основании первой части формулы, приведенной выше, и определяется как разница между установленной выручкой на услуги по передаче электрической энергии (суммой установленной выручки на содержание сетей и установленной выручки на компенсацию потерь) и фактической товарной выручкой на передачу электрической энергии.

АО «ТГЭС» представлены следующие документы:

- 1) Расчет компенсации разницы между плановой и фактической необходимой валовой выручкой АО «ТГЭС» на услуги по передаче электрической энергии за 2024 год (том 1, лист 349);
- 2) Сведения об отпуске (передаче) электроэнергии распределительными сетевыми организациями отдельным категориям потребителей (форма 46-ЭЭ передача) за 2024 год (в электронном виде);
- 3) Акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «Сканы актов РОССЕТИ»).

Постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 28.11.2023 г. № 45/3 для АО «ТГЭС» установлена необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей на 2024 год в размере 985 923,67 тыс. руб. и на оплату нормативных потерь в размере 551 124,51 тыс. руб., а также индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и сетевыми организациями Тульской области.

Фактическая выручка на содержание электрических сетей и компенсацию нормативных потерь за 2024 год, подтвержденная актами об оказании услуг по передаче электрической энергии с филиалом ПАО «Россети Центра и Приволжья» - «Тулэнерго», составила 1 548 704,57 тыс. руб.

Оплата услуг АО «ТГЭС» по передаче электрической энергии в 2024 году осуществлялась по двухставочному тарифу.

Размер компенсации по фактическому объему выручки за услуги по передаче электрической энергии АО «ТГЭС» за 2024 год, учитываемая в необходимой валовой выручке на 2026 год без учета применения индексов инфляции по расчету Экспертной группы составляет (-11 656,39) тыс. руб.: (985 923,67 тыс.руб.+ 551 124,51 тыс.руб.) – ((454 099,96 руб./МВт мес. * 6 мес. * 180,93 МВт + 454 099,96 руб./МВт мес. * 6 мес. * 180,93 МВт + 544 461,09 тыс. кВтч * 539,64 руб./МВтч + 516 898,09 тыс. кВтч * 520,35 руб./МВтч)) / 1 000 руб. = -11 656,39 тыс. руб.

В соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2026 год и плановый период 2027 и 2028 годов от 26.09.2025 г. ИПЦ на 2025 год составляет 9,0 %, на 2025 год – 5,1 %.

С учетом применения индексов инфляции к общей сумме компенсации разница между плановой и фактической необходимой валовой выручкой Общества на услуги по передаче электрической энергии за 2024 год, корректировка необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2026 год по расчету Экспертной группы составляет (-13 353,44) тыс. руб.

5.6.2. Компенсация операционных расходов АО «ТГЭС», связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к ученым при установлении тарифа на 2024 год значениям

Компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к ученым при установлении тарифа значениям проводится в соответствии с пунктом 42 Методических указаний от 30.03.2012 г. № 228-э (в редакции Приказа ФАС России от 10.12.2025 г. № 1066/25) по следующей формуле:

$$\Delta OP_{i-2} = \left(OP_0 \times \frac{(1 + ИПЦ_0^\phi)}{(1 + ИПЦ_0^{пл})} \times \Pi_j^{i-2} K_{инд}^\phi \right) - OP_{i-2}^{\text{ск}},$$

где:

$OP_{i-2}^{\text{ск}}$ - величина операционных расходов, учтенная при корректировке НВВ (тарифов) на год (i-2);

$ИПЦ_0^\phi$, $ИПЦ_0^{пл}$ - соответственно фактический индекс потребительских цен, индекс потребительских цен, учтенный при расчете базового уровня операционных расходов в соответствии с одобренным прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации в первом (базовом) году долгосрочного периода регулирования;

$K_{инд}^\phi$ - коэффициент индексации операционных расходов, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса потребительских цен и

объема условных единиц в году j , который начинается с года, следующего за годом, на который установлен (пересмотрен) базовый уровень операционных расходов;

$$K_{\text{инд}j}^{\phi} = (1 - \text{ИР}_j) \times (1 + \text{ИПЦ}_j^{\phi}) \times (1 + K_{\text{эл}} \times \text{ИКА}_j^{\phi}), \gg;$$

ИПЦ_j^{ϕ} - фактический индекс инфляции за расчетный год j ;

$$\text{ИКА}_j^{\phi} = \frac{ye_j^{\phi} - ye_{j-1}^{\phi}}{ye_{j-1}^{\phi}},$$

где:

ye_j^{ϕ} , ye_{j-1}^{ϕ} - фактическое среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к регулируемой организации, которое определяется с учетом фактического количества активов и объектов электросетевого хозяйства, участвующих в регулируемой деятельности, без учета месяца ввода в эксплуатацию, в том числе в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой.

В случае если год ($j-1$) является первым (базовым) годом долгосрочного периода регулирования или годом, на который осуществлен пересмотр базового уровня операционных расходов, то в качестве показателя ye_{j-1}^{ϕ} используется количество условных единиц, учтенных при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии соответственно на первый (базовый) год или год, на которой осуществлен пересмотр базового уровня операционных расходов;

$O\text{P}_0$ - базовый уровень операционных расходов, установленный на долгосрочный период регулирования в соответствии с пунктами 14 - 15 Методических указаний.

Следует отметить, что для АО «ТГЭС» 2023 год ($j-1$) является первым (базовым) годом долгосрочного периода регулирования, соответственно, в качестве показателя ye_{j-1}^{ϕ} используется количество условных единиц, учтенных при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2023 год.

По расчету АО «ТГЭС» компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тариф на 2024 год значениям без учета применения индексов инфляции составляет 3 196,75 тыс. руб., с учетом применения с учетом применения индекса инфляции (1,0897 - 2025 год к 2024 году; 1,0512 – 2026 год к 2025 году) – 3 661,85 тыс. руб.

Экспертной группой компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа на 2024 год значениям рассчитана из следующего:

- 1) Базовый уровень операционных расходов для АО «ТГЭС» на 2023 год установлен Комитетом Тульской области по тарифам в размере 312 840,11 тыс. руб.;
- 2) Величина операционных расходов АО «ТГЭС», учтенная при установлении тарифов на 2024 год, составляет 334 109,79 тыс. руб.
- 3) Фактический индекс потребительских цен за 2023 год в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и плановый период 2026 и 2027 годов составляет 5,9 %;
- 4) Индекс потребительских цен, учтенный при расчете базового уровня операционных расходов на 2023 год, составляет 6 %;
- 5) Коэффициент индексации операционных расходов на 2024 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса потребительских цен и объема условных единиц, по расчету Экспертной группы составляет 1,0831. Расчет коэффициента индексации операционных расходов Общества на 2024 год по данным Экспертной группы приведен в таблице № 28.

Расчет фактического среднегодового количества условных единиц за 2024 год представлен в Приложении № 2 настоящего заключения.

Таблица № 28
Коэффициент индексации операционных расходов АО «ТГЭС» за 2024 год

№ п/п	Наименование корректировки	Ед. изм.	Факт 2024 года
1	2	3	4
1.	Индекс эффективности операционных расходов (X_j)	%	1 %
2.	Коэффициент эластичности операционных расходов по количеству активов (К эл)	знач.	0,75
3.	Фактический индекс потребительских цен за 2024 год (I^{Φ_j})	%	8,5 %
4.	Количество условных единиц, учтенное при установлении тарифов на 2023 год ($UE_{j-1}^{\Phi_j}$)	усл. ед.	22 718,78
5.	Фактическое среднегодовое количество условных единиц за 2024 год ($UE_j^{\Phi_j}$)	усл. ед.	22 230,12
6.	Индекс изменения количества активов ИКА Φ_j стр. 2 * (стр. 5 – стр. 4)/ стр. 4	%	0,8335
	Итого коэффициент индексации операционных расходов К $\Phi_{инд}$ (1-стр. 1)*(1+стр. 3)*(1+стр. 6)	знач.	1,0831

Планируемая АО «ТГЭС» на 2026 год сумма компенсации операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа на 2024 год в размере 3 661,85 тыс. руб. не превышает компенсации

операционных расходов по расчету Экспертной группы и является экономически обоснованной.

5.6.3 Компенсация фактически понесенных в 2024 году неподконтрольных расходов АО «ТГЭС», не учтенных при установлении тарифов на 2024 год

По расчету АО «ТГЭС» компенсация фактически понесенных в 2024 году неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на 2024 год, без учета применения индексов инфляции, составляет 197,44 тыс. руб., с учетом применения с учетом применения индекса инфляции (1,0897 - 2025 год к 2024 году; 1,0512 – 2026 год к 2025 году) – 226,17 тыс. руб.

Компенсация фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов, определяется в соответствии с п. 42 Методических указаний № 228-э по формуле:

$$\Delta HP_{i-2} = HP_{i-2}^\phi - HP_{i-2}^{ck}$$

« ΔHP_{i-2} - компенсация фактически понесенных в году $i-2$ неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на год $i-2$, определяемая в соответствии с пунктами 20 - 21 настоящих Методических указаний. Компенсация может принимать как положительные, так и отрицательные значения.

HP_{i-2}^{ck} - объем неподконтрольных расходов, установленный регулирующими органами, при корректировке НВВ (тарифов) на год $i-2$;

HP_{i-2}^ϕ - фактический объем неподконтрольных расходов, определяемый регулирующими органами с учетом результатов анализа обоснованности понесенных расходов регулируемой организации за год $i-2$.

Согласно п. 20 Методических указаний расходы, включаемые в необходимую валовую выручку в объеме, определяемом регулирующими органами (неподконтрольные расходы), включают в себя:

1) расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере электроэнергетики, рассчитанные исходя из размера тарифов, установленных в отношении товаров и услуг указанных организаций;

2) плата за владение и (или) пользование имуществом, в том числе платежи в федеральный бюджет за пользование имуществом, находящимся в федеральной собственности, за исключением затрат, связанных с арендой объектов электросетевого хозяйства в случае если собственник объектов

электросетевого хозяйства является единственным потребителем услуг по передаче электрической энергии, оказываемых с использованием указанных объектов электросетевого хозяйства, расходы на оплату системообразующей территориальной сетевой организацией по договору (соглашению), заключенному в соответствии с положениями пункта 2 статьи 46(4) Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», определяемые в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования, расходы на амортизацию объектов электросетевого хозяйства, права владения и пользования которыми переданы системообразующей территориальной сетевой организацией на основании договоров (соглашений), заключенных в соответствии с положениями пунктов 2 и 7 статьи 46(4) Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», определяемые в соответствии с пунктом 27(1) Основ ценообразования;

3) налог на прибыль и другие обязательные налоги, платежи и сборы;

4) выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), определяемые регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования и не связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства.

В соответствии с п. 21 Методических указаний скорректированные неподконтрольные расходы определяются с учетом документально подтвержденных имевших место неподконтрольных расходов. В данную величину включаются расходы, связанные с изменениями требований законодательства, изменениями состава активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и другими изменениями величины неподконтрольных расходов.

Фактические неподконтрольные расходы за 2024 год, учитываемые Обществом при расчете компенсации неподконтрольных расходов в сумме 138 019,41 тыс. руб., подтверждены представленными документами и, по мнению Экспертной группы, являются экономически обоснованными.

Расчет размера компенсации неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» на 2026 год в разрезе статей (без учета применения индексов инфляции) по данным Общества и расчету Экспертной группы представлен в таблице.

Таблица № 29
Компенсация неподконтрольных расходов АО «ТГЭС»
на 2026 год

(Тыс. руб.)

№ п/п	Статьи расходов	Утверждено на 2024 год	По данным Общества		По данным Экспертной группы	
			факт 2024 года	размер компенса- ции	факт 2024 года	размер компенсации (гр.6- гр.3)
1	2	3	4	5	6	7
1.	Плата за аренду имущества	160,09	314,09	146,35	314,09	154,00

№ п/п	Статьи расходов	Утверждено на 2024 год	По данным Общества		По данным Экспертной группы	
			факт 2024 года	размер компенса- ции	факт 2024 года	размер компенсации (гр.6- гр.3)
1	2	3	4	5	6	7
2.	Налоги всего, в том числе:	54 031,33	56 471,19	1 982,13	56 471,19	2 439,86
2.1.	Плата за землю	1 489,19	722,17	0,32	1 722,17	232,98
2.2.	Налог на имущество	52 247,18	472,26	1 983,43	54 472,26	2 225,08
2.3.	Прочие налоги и сборы	294,96	276,76	-1,62	276,76	-18,20
3.	Расходы на уплату страховых взносов	52 131,86	125,63	-881,53	54 125,63	1 993,77
4.	Налог на прибыль	43 196,85	455,36	-10 702,66	17 455,36	-25 741,49
5.	Выпадающие доходы по льготному ТП	16 219,69	653,14	9 653,14	9 653,14	-6 566,55
	Итого	165 739,81	138 019,41	197,44	138 019,41	-27 720,40

* Следует отметить, что при расчете компенсации неподконтрольных расходов на 2026 год АО «ТГЭС» были некорректно отражены утвержденные Комитетом Тульской области на 2024 год неподконтрольные расходы.

По расчету Экспертной группы компенсация фактически понесенных в 2024 году неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на 2024 год без учета применения индексов инфляции составляет (- 27 720,40) тыс. руб.

В соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2026 год и плановый период 2027 и 2028 годов от 26.09.2025 г. ИПЦ на 2025 год составляет 9,0 %, на 2025 год – 5,1 %.

С учетом применения индексов инфляции к общей сумме компенсации неподконтрольных расходов, учитываемой при формировании необходимой валовой выручки на 2026 год, компенсация неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» по расчету Экспертной группы составляет (- 31 756,22) тыс. руб.

Далее Экспертной группой проведен постатейный анализ фактических неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» за 2024 год, учитываемых при расчете компенсации неподконтрольных расходов на 2026 год.

Плата за аренду имущества

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Плата за аренду имущества» в 2024 году составили 314,09 тыс. руб.

Расходы на аренду имущества, установленные Комитетом Тульской области по тарифам на 2024 год, составляют 160,09 тыс. руб.

Фактические расходы на аренду имущества за 2024 год выше утвержденных на 2024 год расходов на 154,0 тыс. руб., или 96,20 %.

В соответствии с подпунктом 5 пункта 28 Основ ценообразования расходы на аренду помещений, аренду транспорта и аренду земельных участков определяются регулирующим органом в соответствии с пунктом 29 настоящего документа.

В обоснование фактических расходов на аренду имущества за 2024 год АО «ТГЭС» представлены следующие документы:

1) Расчет фактических расходов на аренду помещений и земельных участков за 2024 год и планируемых на 2026 год (т том 1, листы 250-251);

2) Действующие договоры аренды нежилых помещений и земельных участков с дополнительными соглашениями (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Аренда и лизинг+»);

3) Письма Министерства имущественных и земельных отношений Тульской области от 19.02.2018 г. № 29-01-17/2468, 19.02.2018 г. № 29-01-17/2503, от 01.06.2021 г. № 29-01-12/7555 и от 11.04.2025 г. № 29-01-13/4813 об изменении размера арендной платы за использование земельных участков в связи с изменением их кадастровой стоимости (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Аренда и лизинг+»);

4) Уведомление от Государственной профессиональной образовательной организации Тульской области «Тульский государственный машиностроительный колледж им. Н. Демидова» от 15.08.2023 г. № 114 – исх об изменении размера арендной платы с 01.09.2023 г. (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Аренда и лизинг+»);

5) Отчет по проводкам по сч. 76.07 «Расчеты по аренде» (статья расходов «Аренда земельных участков») за 2024 год (Дополнительные материалы к запросу от 03.07.2025 г. исх. № 40-11/1122);

6) Акты об оказании услуг с Государственной профессиональной образовательной организацией Тульской области «Тульский государственный машиностроительный колледж им. Н. Демидова» в количестве 12 штук (Дополнительные материалы к запросу от 17.06.2025 г. исх. № 40-11/1011).

Фактические расходы на аренду имущества за 2024 год в сумме 314,09 тыс. руб. подтверждены представленными документами и, по мнению Экспертной группы, являются экономически обоснованными.

Реестр договоров и оплаченные суммы представлены в таблице.

Таблица № 30
Реестр договоров АО «ТГЭС» по статье «Плата за аренду имущества» за 2024 год

(Тыс. руб.)

№ п/п	Наименование	Утверждено на 2024 год	Факт за 2024 год	Отклонение
1	Аренда имущества, находящегося в государственной собственности ТО №203 от 27.11.2014 г	120,00	122,00	2,00

№ п/п	Наименование	Утверждено на 2024 год	Факт за 2024 год	Отклонение
2	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16В3791 от 15.03.2016 г.	3,04	16,39	13,35
3	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16П3782 от 01.03.2016 г.	2,81	11,32	8,51
4	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16С3785 от 01.03.2016 г.	0,92	5,35	4,43
5	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16С3790 от 14.03.2016 г.	1,2	6,96	5,76
6	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16Ц3783 от 01.03.2016 г.	1,2	5,96	4,76
7	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16Ц3784 от 01.03.2016 г.	3,13	18,21	15,08
8	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16Ц3792 от 14.03.2016 г.	3,18	14,52	11,34
9	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16Ц3897 от 17.11.2016 г.	1,1	6,43	5,33
10	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16Ц3835 от 07.07.2016 г.	1,15	3,63	2,48
11	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16С3899 от 17.11.2016 г.	3,36	19,54	16,18
12	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 1633898 от 17.11.2016г	0,92	4,21	3,29
13	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16В3834 от 07.07.2016 г.	1,15	5,26	4,11
14	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 1633831 от 17.11.2016г	1,15	5,26	4,11
15	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16П3811 от 27.06.2016 г.	1,93	7,07	5,14
16	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16Ц3810 от 16.05.2016 г.	1,1	3,53	2,43
17	Соглашение от 21.09.17 о передаче прав и обязанностей по договору аренды МИиЗО № 15П3660 от 24.04.2015 г.	5,52	22,23	16,71
18	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 15Ц3663 от 12.05.2015 г.	2,95	14,67	11,72
19	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 14П3551 от 01.12.2014 г.	3,13	16,89	13,76
20	Договор аренды земельного участка с Министерством экономического развития Тульской области № 16В3908 от 28.11.2016 г.	1,15	4,64	3,49

№ п/п	Наименование	Утверждено на 2024 год	Факт за 2024 год	Отклонение
	ИТОГО	160,09	314,09	154,00

Таким образом, при расчете размера компенсации неподконтрольных расходов за 2024 год Экспертной группой принятые фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на аренду земельных участков и имущества в размере 314,09 тыс. руб., что выше утвержденных на 2024 год расходов на 154 тыс. руб.

Налоги

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы на уплату налогов, относящиеся по данным раздельного учета к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии, в 2024 году составили 56 471,19 тыс. руб., в том числе:

- земельный налог - 1 722,17 тыс. руб.;
- налог на имущество - 54 472,26 тыс. руб.;
- прочие налоги и сборы (транспортный налог) - 276,76 тыс. руб.

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2024 год расходы на уплату налогов и иных обязательных платежей составляют 54 031,33 тыс. руб.

Фактические расходы на уплату налогов и иных обязательных платежей за 2024 год выше утвержденных на 2024 год расходов на 2 439,86 тыс. руб., или 4,51 %.

Ниже представлена постатейная расшифровка фактических расходов на уплату налогов и иных обязательных платежей за 2024 год.

Земельный налог

По расчету АО «ТГЭС» фактические расходы на уплату земельного налога за 2024 год составили 1 722,17 тыс. руб.

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2024 год расходы на уплату земельного налога составляют 1 489,19 тыс. руб.

Фактические расходы на уплату земельного налога за 2024 год выше утвержденных на 2024 год расходов на 232,98 тыс. руб., или 15,64 %.

В обоснование фактических расходов на уплату земельного налога за 2024 год Обществом представлены следующие документы:

- 1) Справка-расчет земельного налога за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Земельный налог за 2024 год»);
- 2) Анализы по счетам 20 «Основное производство» и 23 «Вспомогательные производства» в части земельного налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Земельный налог за 2024 год»).

Порядок исчисления налога на землю определен главой 31 Налогового Кодекса Российской Федерации. Налоговая база определяется как кадастровая стоимость земельных участков, признаваемых объектом налогообложения в соответствии со статьей 389 настоящего Кодекса. Налоговые ставки устанавливаются нормативными правовыми актами представительных органов муниципальных образований и не могут превышать 1,5 процента в отношении прочих земельных участков.

По данным справки-расчета земельного налога за 2024 год фактическая сумма исчисленного налога за указанный период составляет 1 723,82 тыс. руб.

В соответствии с данными бухгалтерского учета (анализами счетов 20 «Основное производство» и «23 «Вспомогательные производства» в части земельного налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии) земельный налог, отнесенный на деятельность по передаче электрической энергии, за 2024 год составил 1 722,17 тыс. руб.

Таким образом, при расчете размера компенсации неподконтрольных расходов за 2024 год Экспертной группой приняты фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату земельного налога в размере 1 722,17 тыс. руб., что выше утвержденных на 2024 год расходов на 232,98 тыс. руб.

Налог на имущество

По расчету АО «ТГЭС» фактические расходы на уплату налога на имущество за 2024 год составили 54 472,26 тыс. руб.

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2024 год расходы на уплату налога на имущество составляют 52 247,18 тыс. руб.

Фактические расходы на уплату налога на имущество за 2024 год выше утвержденных на 2024 год расходов на 2 225,08 тыс. руб., или на 4,26 %.

В обоснование фактических расходов на уплату налога на имущество за 2024 год АО «ТГЭС» представлены следующие документы:

1) Налоговая декларация по налогу на имущество организаций за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Налог на имущество за 2024 год»);

2) Справка-расчет налога на имущество за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Налог на имущество за 2024 год»);

3) Анализы по счету 20 «Основное производство» и 23 «Вспомогательные производства» в части налога на имущество, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Налог на имущество за 2024 год»).

В соответствии с главой 30 Налогового кодекса РФ (часть вторая) налогоплательщиками налога на имущество признаются организации,

имеющие имущество, признаваемое объектом налогообложения в соответствии со статьей 374 Налогового кодекса РФ.

Налоговая база (статья 375 НК РФ) определяется как среднегодовая стоимость имущества, признаваемого объектом налогообложения. При определении налоговой базы как среднегодовой стоимости имущества, признаваемого объектом налогообложения, такое имущество учитывается по его остаточной стоимости, сформированной в соответствии с установленным порядком ведения бухгалтерского учета, утвержденным в учетной политике организации. С 01 января 2019 года по 31 декабря 2024 года объектом налогообложения признается только недвижимое имущество.

В соответствии с представленными Обществом документами фактические расходы на уплату налога на имущество за 2024 год в целом по АО «ТГЭС» составили 54 524,57 тыс. руб., в том числе относимые на услуги по передаче электрической энергии – 54 472,26 тыс. руб.

Таким образом, при расчете размера компенсации неподконтрольных расходов за 2024 год Экспертной группой приняты фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату налога на имущество в размере 54 472,26 тыс. руб., что выше утвержденных на 2024 год расходов на 2 225,08 тыс. руб.

Прочие налоги и сборы

По расчету АО «ТГЭС» расходы на уплату прочих налогов и сборов в 2024 году составили 276,76 тыс. руб.

Расходы на уплату прочих налогов и сборов Комитетом Тульской области по тарифам на 2024 год утверждены в сумме 294,96 тыс. руб.

Фактические расходы на уплату прочих налогов и сборов за 2024 год ниже утвержденных на 2024 год расходов на 18,2 тыс. руб., или на 6,17 %.

В составе прочих налогов и сборов АО «ТГЭС» учитывается транспортный налог.

Транспортный налог исчисляется на основании главы 28 Налогового кодекса Российской Федерации.

В качестве обоснования фактических расходов на уплату транспортного налога за 2024 год АО «ТГЭС» представлены следующие документы:

1) Справка-расчет по транспортному налогу за 2024 год (в электронном, Диск, папка «НР» - «Транспортный налог за 2024 год»);

2) Анализы по счету 20 «Основное производство» и 23 «Вспомогательные производства» в части транспортного налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Транспортный налог за 2024 год»).

По данным справки-расчета транспортного налога за 2024 год фактическая сумма исчисленного налога за указанный период составляет 277,02 тыс. руб.

В соответствии с данными бухгалтерского учета (анализы счетов 20 «Основное производство» и «23 «Вспомогательные производства» в части транспортного налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии) транспортный налог, отнесенный на деятельность по передаче электрической энергии, за 2024 год составил 276,76 тыс. руб.

Таким образом, при расчете размера компенсации неподконтрольных расходов за 2024 год Экспертной группой принятые фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату транспортного налога в размере 276,76 тыс. руб., что ниже утвержденных на 2024 год расходов на 18,2 тыс. руб.

Обобщенные данные о фактических расходах АО «ТГЭС» по статье «Налоги» за 2024 год по расчету Экспертной группы представлены в таблице

Таблица № 31
Расходы АО «ТГЭС» на уплату налогов за 2024 год по расчету Экспертной группы

(Тыс. руб.)

№ п/п	Наименование статей	2024 год		Отклонения
		утверждено	факт	
1	2	3	4	5
1	Земельный налог	1 489,19	1 722,17	232,98
2	Налог на имущество	52 247,18	54 472,26	2 225,08
3	Прочие налоги и сборы	294,96	276,76	-18,20
	Итого налоги	54 031,33	56 471,19	2 439,86

По расчету Экспертной группы фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату налогов за 2024 год, учитываемые при расчете компенсации неподконтрольных расходов на 2026 год, составили 56 471,19 тыс. руб., что выше утвержденных на 2024 год расходов на 2 439,86 тыс. руб.

Расходы на уплату страховых взносов

В соответствии с уточненным предложением АО «ТГЭС» (вх. № 40-01-14/1931 от 31.10.2025 г.) фактические расходы по статье «Расходы на уплату страховых взносов» в 2024 году составили 54 125,63 тыс. руб.

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2024 год расходы на уплату страховых взносов составляют 52 131,86 тыс. руб.

Фактические расходы на уплату страховых взносов за 2024 год выше утвержденных на 2024 год расходов на 1 993,77 тыс. руб., или 3,82 %.

В обоснование расходов по статье Обществом представлены следующие документы:

1) Расчет по страховым взносам за 2024 год (Форма КНД 1151111) (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Отчисление на соц. нужды за 2024 год»);

2) Единая форма «Сведения для ведения индивидуального (персонифицированного) учета и сведения о начисленных страховых взносах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (Форма ЕФС-1)» за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Отчисление на соц. нужды за 2024 год»);

3) Анализы по счету 20 «Основное производство» и 23 «Вспомогательные производства» (статья затрат «Расходы на уплату страховых взносов», относимые на услуги по передаче электрической энергии) за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Отчисление на соц. нужды за 2024 год»).

Фактические расходы на уплату страховых взносов за 2024 год, относимые на услуги по передаче электрической энергии, подтверждены регистрами бухгалтерского учета по счету 20 «Основное производство» и 23 «Вспомогательные производства» (передача электрической энергии) в сумме 54 125,63 тыс. руб.

Таким образом, при расчете размера компенсации неподконтрольных расходов за 2024 год Экспертной группой приняты фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Расходы на уплату страховых взносов» в размере 54 125,63 тыс. руб., что выше утвержденных на 2024 год расходов на 1 993,77 тыс. руб.

Налог на прибыль

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Налог на прибыль» в 2024 году составили 17 455,36 тыс. руб.

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2024 год расходы на уплату налога на прибыль составляют 43 196,85 тыс. руб.

Фактические расходы на уплату налога на прибыль за 2024 год ниже утвержденных на 2024 год расходов на 25 741,49 тыс. руб., или 59,59 %.

В обоснование фактических расходов на уплату налога на прибыль за 2024 год АО «ТГЭС» представлены следующие документы:

1) Бухгалтерская отчетность за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «Бух отчетность за 2024 год»);

2) Налоговая декларация по налогу на прибыль организаций за 2024 год (Дополнительные материалы к запросу от 17.06.2025 г. исх. № 40-11/1011);

3) Таблица 1.3 «Показатели раздельного учета доходов и расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям...» выполненная в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 13.12.2011 г. № 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» (Дополнительные материалы к запросу от 11.06.2025 г. исх. № 40-11/996, в электронном виде);

4) Таблица 1.6 «Расшифровка расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям...», выполненная в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 13.12.2011 г. № 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» (Дополнительные материалы к запросу от 11.06.2025 г. исх. № 40-11/996, в электронном виде).

В соответствии с показателями раздельного учета доходов и расходов (форма 1.3. Приложения к Приказу Минэнерго РФ от 13.12.2011 г. № 585) за 2024 год фактические расходы по статье «Расходы на уплату налога на прибыль» в целом составили 55 291 тыс. руб., в том числе: по видам деятельности «Передача электрической энергии» и «Технологическое присоединение» – 50 776,36 тыс. руб. и прочие виды деятельности – 4 514,64 тыс. руб.

Расходы на уплату налога на прибыль, учтенные Обществом в показателях раздельного учета, сформированы с учетом текущего налога на прибыль (21 970 тыс. руб.) и отложенного налога на прибыль (33 321 тыс. руб.) и подтверждены налоговой декларацией по налогу на прибыль организаций и отчетом о финансовых результатах за 2024 год.

Фактическая величина текущего налога на прибыль за 2024 год, отнесенная по данным раздельного учета к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям, подтверждена в сумме 17 455,36 тыс. руб.

Таким образом, при расчете размера компенсации неподконтрольных расходов за 2024 год Экспертной группой приняты фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Налог на прибыль» в размере 17 455,36 тыс. руб., что ниже утвержденных на 2024 год расходов на 25 741,49 тыс. руб.

Выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей

Утвержденные Комитетом Тульской области по тарифам на 2024 год выпадающие расходы, связанные с технологическим присоединением льготных категорий потребителей с присоединяемой мощностью энергопринимающих устройств до 15 кВт включительно, для АО «ТГЭС», составляют 16 219,69 тыс. руб.

По расчету АО «ТГЭС» фактические расходы на выполнение мероприятий, связанных с осуществлением технологического присоединения

энергопринимающих устройств заявителей с максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт, за 2024 год в соответствии с уточненным предложением АО «ТГЭС» (вх. № 40-01-14/1931 от 31.10.2025 г.) составили 9 653,14 тыс. руб. и определены исходя из стандартизованных тарифных ставок, утвержденных на 2024 год.

В обоснование расходов по статье Обществом представлены следующие документы:

1) Уточненный расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения заявителей энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно за 2024 год с реестром исполненных договоров по технологическому присоединению (Дополнительные материалы к уточненному предложению от 31.10.2025 г. вх. № 40-01-14/1931);

2) Заявки на технологическое присоединение энергопринимающих устройств с максимальной мощностью до 15 кВт включительно к электрическим сетям АО «ТГЭС», технические условия, уведомления об обеспечении сетевой организацией возможности присоединения к электрическим сетям за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Выпадающие доходы» - «Исполненные 2024»);

3) Акты выполненных работ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей с присоединенной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно к электрическим сетям АО «ТГЭС» за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Выпадающие доходы» - «Бухгалтерские акты»);

4) Копии форм первичной учетной документации по учету работ в капитальном строительстве и ремонтно-строительных работ по исполненным в 2024 году договорам об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Выпадающие доходы» - «Скан-копии КС-2,3»);

5) Анализы по счету 20 «Основное производство» (передача электрической энергии) и 26 «Общехозяйственные расходы» в части фактических затрат на технологическое присоединение за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «НР» - «Выпадающие доходы»).

На основании стандартизированной тарифной ставки С₁, утвержденной на 2024 год и количества заявителей за указанный период, АО «ТГЭС» определен фактический размер выпадающих расходов на выполнение организационно-технических мероприятий ($P_{опр.}$):

$$P_{опр.} = N_{заяв.} \times (C_{1.1} + C_{1.2.1}), \text{ где}$$

$C_{1.1}$ (руб. за одно присоединение) – Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, утвержденная на 2024 год;

$C_{1.2.1}$ (руб. за одно присоединение) – Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выдачу уведомления об обеспечении сетевой организацией возможности присоединения к электрическим сетям Заявителям, указанным в абзаце шестом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденная на 2024 год.

$$P_{\text{опр.}} = (355 \times (6\ 883,87 + 14\ 348,71)) / 1000 = 7\ 537,57 \text{ тыс. руб.}$$

Фактические расходы на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) ($P_{\text{к.у.}}$) определены АО «ТГЭС» по следующей формуле:

$$P_{\text{к.у.}} = (N_{\text{заяв.}} \times Q_{0,4 \text{ кВ_1ф_пр.вкл.}}) + (N_{\text{заяв.}} \times Q_{0,4 \text{ кВ_3ф_пр.вкл.}}), \text{ где}$$

$Q_{0,4 \text{ кВ_1ф_пр.вкл.}}$ (руб. за точку учета) - Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения, утвержденная на 2024 год;

$Q_{0,4 \text{ кВ_3ф_пр.вкл.}}$ (руб. за точку учета) - Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения, утвержденная на 2024 год.

$$P_{\text{к.у.}} = ((66 \times 23\ 795,18) + (136 \times 35\ 824,98)) / 1000 = 6\ 442,68 \text{ тыс. руб.}$$

Общее количество подключённых заявителей по всем договорам за 2024 год составило 355 человек, обеспечение средствами коммерческого учета составило 202 шт. и подтверждено представленными документами.

Фактический суммарный размер платы за технологическое присоединение заявителей, подавших заявку в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощности, не превышающей 15 кВт включительно, по данным АО «ТГЭС» за 2024 год составляет 4 327,11 тыс. руб.

Таким образом, по расчету Общества фактические расходы на выполнение мероприятий, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей с максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт за 2024 год составили 9 653,14 тыс. руб.:

$$7\ 537,57 \text{ тыс. руб.} + 6\ 442,68 \text{ тыс. руб.} - 4\ 327,11 \text{ тыс. руб.} = 9\ 653,14 \text{ тыс. руб.}$$

Следует отметить, что представленный Обществом расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения заявителей энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно, за 2024 год дополнительно содержит расчет выпадающих доходов по форме приложения 1 к Методическим указаниям по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденным

приказом Федеральной службы по тарифам от 11 сентября 2014 года № 215-э/1 в соответствии с бухгалтерской отчетностью о сумме фактических расходов на организационные мероприятия и за вычетом доходов, полученных от присоединения льготных групп потребителей. Согласно вышеуказанному расчету фактические расходы на выполнение мероприятий, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей с максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт, за 2024 год составили 16 493,44 тыс. руб.

Расчет выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения, энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение за 2024 год по данным АО «ТГЭС» представлен в таблице.

Таблица №32

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 по данным АО «ТГЭС»

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2024 год			Расчетные (фактические) данные за предыдущий период регулирования (2024 год)		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей за точку учета)	мощность, длина линий, количества (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	Стандартизированная ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей за точку учета)	мощность, длина линий, количества (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
1	Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанные с осуществлением технологического присоединения [п.1.1 + п.1.2.1+1.2.2]:						
1.1.	подготовка и выдача сетевой организацией технических условий (ТУ) Заявителю, на уровне напряжения и (или) диапазоне мощности j	29 684,68	31,00	920,23	21 232,58	31,00	658,21

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2024 год			Расчетные (фактические) данные за предыдущий период регулирования (2024 год)		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей за точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	Стандартизированная ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей за точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии, (тыс. руб.)
1.2.1	выдача сетевой организацией уведомления об обеспечении сетевой организацией возможности присоединения к электрическим сетям	24 507,67	31,00	759,74	14 348,71	31,00	444,81
1.2.2	проверка выполнения технических условий	-	-	-	-	-	-
2.	Расходы по мероприятиям «последней мили» и расходы на обеспечение средствами коммерческого учета, связанные с осуществлением технологического присоединения	-	-	-	-	-	-
3.	Строительство воздушных линий	-	-	-	-	-	-
4.	Строительство кабельных линий	-	-	-	-	-	-
5.	Строительством пунктов секционирования	-	-	-	-	-	-
6.	Строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ	-	-	-	-	-	-
7.	строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2024 год			Расчетные (фактические) данные за предыдущий период регулирования (2024 год)		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей за точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	Стандартизированная ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей за точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии, (тыс. руб.)
8.	Строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС)	-	-	-	-	-	-
8(1).	Обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности)	-	202	10 282,48	-	202	6 442,68
8(1).1. 1	Обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазный прямого включения	35 528,01	66	2 344,85	23 795,18	66	1 570,48
8(1).2. 1	Обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазный прямого включения	58 364,94	136	7 937,63	35 824,98	136	4 872,20
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)	-	-	4 327,11	-	-	4 327,11
9.1	по ставке 550 руб./одно присоединение с НДС (до 01.07.2022)	458,33	153	70,13	458,33	153	70,13

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2024 год			Расчетные (фактические) данные за предыдущий период регулирования (2024 год)		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей за точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	Стандартизированная ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей за точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии, (тыс. руб.)
9.2.	по ставке 1000 руб./кВт с НДС (с 01.07.2022 до 01.01.2023)	833,33	76	63,33	833,33	76	63,33
9.3	по ставке 3000 руб./кВт с НДС (с 01.07.2022 до 01.01.2023)	2 500,00	344	860,00	2 500,00	344	860,00
9.4	по ставке 1064 руб./кВт с НДС (с 1.01.2023 до 01.01.2024)	886,67	712	631,31	886,67	712	631,31
9.5	по ставке 6500 руб./кВт с НДС (с 1.01.2023 до 01.01.2024)	5416,67	256	1386,67	5416,67	256	1386,67
9.6.	по ставке 1114,07руб/кВт с НДС (с 1.01.2024 по 01.01.2025)	928,39	555	515,26	928,39	555	515,26
9.7	по ставке 8500 руб./кВт с НДС (с 1.01.2024 по 01.01.2025)	7 083,33	113	800,42	7 083,33	113	800,42
10.	Размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение	-	-	16 493,44	-	-	9 653,14

По мнению Экспертной группы, рассчитанные АО «ТГЭС» фактические расходы на выполнение мероприятий, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей с максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт, за 2024 год, в сумме 9 653,14 тыс. руб. являются экономически обоснованными.

Таким образом, при расчете размера компенсации неподконтрольных расходов за 2024 год Экспертной группой приняты фактические

экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей» в размере 9 653,14 тыс. руб., что ниже утвержденных на 2024 год расходов на 6 566,55 тыс. руб.

Обобщенные данные о фактических неподконтрольных расходах АО «ТГЭС» за 2024 год по расчету Экспертной группы представлены в таблице

Таблица № 33
Неподконтрольные расходы АО «ТГЭС» за 2024 год по расчету Экспертной группы

№ п/п	Наименование статей	2024 год		Отклонения
		утверждено	факт	
1	2	3	4	5
1.	Плата за аренду имущества	160,09	314,09	154,00
2.	Налоги, всего, в том числе:	54 031,33	56 471,19	2 439,86
2.1.	Плата за землю	1 489,19	1 722,17	232,98
2.2.	Налог на имущество	52 247,18	54 472,26	2 225,08
2.3.	Прочие налоги и сборы	294,96	276,76	-18,20
3.	Расходы на оплату страховых взносов	52 131,86	54 125,63	1 993,77
4.	Налог на прибыль	43 196,85	17 455,36	-25 741,49
5.	Выпадающие доходы от льготного технологического присоединения	16 219,69	9 653,14	-6 566,14
	Итого неподконтрольные расходы	165 739,81	138 019,41	-27 720,40

По расчету Экспертной группы фактические экономически обоснованные неподконтрольные расходы АО «ТГЭС» за 2024 год, учитываемые при расчете компенсации неподконтрольных расходов на 2026 год, составили 138 019,41 тыс. руб., что ниже утвержденных на 2024 год расходов на 27 720,4 тыс. руб.

5.6.4. Корректировка необходимой валовой выручки по результатам отклонения в 2024 году уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям АО «ТГЭС» от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии

По расчету АО «ТГЭС» корректировка необходимой валовой выручки по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии в 2024 году, без учета применения индексов инфляции, составляет (-102 014,23) тыс. руб., с учетом

применения с учетом применения индекса инфляции (1,0897 - 2025 год к 2024 году; 1,0512 – 2026 год к 2025 году) – (-116 856,55) тыс. руб.

Корректировка необходимой валовой выручки сетевой организации по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии в соответствии с п. 25 Методических указаний от 30.03.2012 г. № 228-э (в редакции Приказа ФАС России от 10.12.2025 г. № 1066/25) рассчитывается по следующей формуле:

$$PO_i = \min\left(\Pi_{\phi i-2}; N_{i-2}^{yest} \times \mathcal{E}_{i-2}^{omn. \phi}\right) \times \text{ЦП}_{i-2}^{\phi} - \mathcal{E}_{i-2}^{omn. pl} \times N_{i-2}^{yest} \times \text{ЦП}_{i-2},$$

где:

Π_{i-2}^{ϕ} - величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году i-2;

$\mathcal{E}_{i-2}^{omn. pl}$ $\mathcal{E}_{i-2}^{omn. \phi}$ - соответственно плановый объем и фактический объем отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации, определяемый регулирующими органами за год i-2 долгосрочного периода регулирования;

ЦП_{i-2}^{ϕ} - средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях в году i-2;

ЦП_{i-2} - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии (мощности) в сетях в году i-2, учтенная при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании сетевым организациям;

N_{i-2}^{yest} - 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. В случае пересмотра на год (i-2) уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям по основаниям, установленным в абзаце восемнадцатом пункта 7, абзацах двадцатом, двадцать первом 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, поручений Председателя Правительства Российской Федерации, в качестве N_{i-2}^{yest}

принимается уровень потерь электрической энергии с учетом его пересмотра.

В случае учета в необходимой валовой выручке на год $i-2$ экономии расходов на оплату потерь электрической энергии в соответствии с пунктом 34(3) Основ ценообразования корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{ПО}_i = (\mathcal{E}_{i-2}^{\text{онт.ф.}} \times \text{ЦП}_{i-2}^\phi \times N - \mathcal{E}_{i-2}^{\text{онт.н.л.}} \times \text{ЦП}_{i-2} \times N) - \\ - \max(0; N_{i-2}^{\text{уст}} \times \mathcal{E}_{i-2}^{\text{онтф}} - \Pi_{\phi i-2}) \times \text{ЦП}_{i-2}^\phi,$$

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) Основ ценообразования 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 i , за который определяется экономия.

Следует отметить, что в необходимой валовой выручке АО «ТГЭС» на 2024 год была учтена экономия расходов на оплату потерь электрической энергии в соответствии с пунктом 34(3) Основ ценообразования в размере 264 944,90 тыс. руб.

На основании вышеизложенного, величина корректировки необходимой валовой выручки по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии за 2024 год рассчитывается по второй формуле.

АО «ТГЭС» представлены следующие документы:

1) Сведения об отпуске (передаче) электроэнергии распределительными сетевыми организациями отдельным категориям потребителей (форма 46-ЭЭ передача) за 2024 год (в электронном виде, Диск);

2) Акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «Сканы актов РОССЕТИ»);

3) Акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «Сканы актов ТНС энерго Тула»);

4) Расчет фактических расходов на оплату потерь за 2024 год (Диск, в электронном виде);

5) Анализ счета 20 «Основное производство» (передача электрической энергии) в части расходов на оплату потерь за 2024 год (дополнительные материалы к запросу от 17.06.2026 г. исх № 40-11/1011, в электронном виде).

Прогнозный объем отпуска электрической энергии в сеть АО «ТГЭС», определенный регулирующим органом на 2024 год, составляет 1 169 229,10 тыс. кВт.ч.

Фактический объем отпуска электрической энергии в сеть АО «ТГЭС» в 2024 году согласно форме «Сведения об отпуске (передаче) электроэнергии распределительными сетевыми организациями» (форма 46-ЭЭ передача) составил 1 188 706,838 тыс. кВт.ч.

Уровень технологического расхода (потерь) электрической энергии, определенный Комитетом Тульской области по тарифам, на 2024 год составляет 11,08 % от отпуска в сеть.

Максимальное значение уровня потерь электрической энергии, установленный Комитетом Тульской области по тарифам, на долгосрочного периода регулирования 2018-2022 гг. составляет 14,09 % от отпуска в сеть.

Величина фактических потерь электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» в 2024 году составила 129 990,744 тыс. кВт.ч.

Прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности), учтенная при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии АО «ТГЭС» на 2024 год, составляет 4 254,13 руб./тыс. кВт.ч.

Фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) за 2024 год, рассчитанная исходя из суммарных расходов на покупку потерь электрической энергии (469 578,415 тыс. руб.) и фактического объема покупки потерь (129 990,744 тыс. кВт.ч) за 2024 год, составила 3 612,40 руб./тыс. кВт. ч.

Размер корректировки необходимой валовой выручки по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии за 2024 год без учета применения индексов инфляции по расчету Экспертной группы составляет (-42 889,63) тыс. руб.:

$$((1 188 706,838 \text{ тыс. кВт.ч} * 14,09 \% * 3 612,40 \text{ руб./тыс. кВт.ч} - 1 169 229,10 \text{ тыс.кВт.ч.} * 14,09 \% * 4 254,13 \text{ руб./тыс. кВт. ч.}) - \max(0; 11,08 \% * 1 188 706,838 \text{ тыс. кВт.ч} - 129 990,744 \text{ тыс. кВт. ч}) * 3 612,40 \text{ руб./тыс. кВт.ч}) / 1000 = -102 013,69 \text{ тыс. руб.}$$

В соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2026 год и плановый период 2027 и 2028 годов от 26.09.2025 г. ИПЦ на 2025 год составляет 9,0 %, на 2025 год – 5,1 %.

С учетом применения индексов инфляции к общей сумме корректировки необходимой валовой выручки по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям от установленного уровня в зависимости от изменения полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии сетевой организацией в целях компенсации технологического расхода электрической энергии за 2024 год, корректировка необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2026 год по расчету Экспертной группы составляет (-116 865,86) тыс. руб.

Обобщенный расчет величины компенсации выпадающих / излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2024 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов на 2024 год, по данным Экспертной группы, представлен в таблице

Таблица № 34
Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС»
за 2024 год, возникающих в результате отличия фактических значений
параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов на
2024 год, по расчету Экспертной группы

№ п/п	Наименование корректировки	Величина корректировки по расчету Экспертной группы
1	2	3
1.	Компенсация разницы между плановой и фактической необходимой валовой выручкой на услуги по передаче электрической энергии	-11 656,39
2.	Компенсация фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии (ΔНР)	-27 720,40
3.	Корректировка НВВ по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь от установленного в зависимости от изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПОи)	-102 013,69
4.	Итого величина выпадающих/излишне полученных доходов (п.1+п.2+п.3+п.4)	-141 390,48
5.	ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ от 26.09.2025 г. 2025 год к 2024 году	1,09
6.	ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ от 26.09.2025 г. 2026 год к 2025 году	1,051
7.	Компенсация операционных расходов (ΔОР)	3 661,85
8.	Итого величина выпадающих/излишне полученных доходов с учетом ИПЦ ((п.4*п.5*п.6)+п.7)	-158 313,67

По расчету Экспертной группы, размер компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2024 год, возникающий в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2024 год и подлежащих учету в необходимой валовой выручке АО «ТГЭС» на 2026 год, составляет (-158 313,67) тыс. руб.

5.7. Корректировка необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» с учетом выполнения установленных плановых показателей надежности и качества выполняемых работ в 2024 году

По расчету АО «ТГЭС» корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг в 2024 году, учитываемая в составе необходимой валовой выручки на 2026 год составляет 5 915,54 тыс. руб.

Ученные регулирующим органом величины корректировок необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг составили: в 2023 году – 7 628,40 тыс. руб., в 2024 году - 8 052,39 тыс. руб., в 2025 году – 10 505,64 тыс. руб.

Величина корректировки необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг, производимых в 2024 году, определяется по формуле:

$$\Delta HBB_i^{\text{надкач}} = KHK_i \times HBB_i$$

где:

KHK_i - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2024 году, 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.

$$KHK_i = K_{\text{оби}} \times \Pi_{\text{корри}}$$

где $K_{\text{оби}}$ - обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в 2024 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанный с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. № 1256 (далее – Методические указания по надежности и качеству).

$\Pi_{\text{корри}}$ - максимальный процент корректировки, определяемый для 2024 года, $\Pi_{\text{корри}2024} = 2 \%$.

Согласно п. 5.1 Методических указаний по надежности и качеству обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг ($K_{об}$) рассчитывается на основании сопоставления фактических значений показателей надежности и качества услуг с их плановыми значениями и учитывает результаты достижения плановых значений показателей с учетом соответствующих коэффициентов значимости для данной электросетевой организации.

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

$$K_{об} = \alpha_1 \times K_{над1} + \alpha_2 \times K_{над2} + \beta_1 \times K_{кач1} + \beta_2 \times K_{кач3}, \quad (22)$$

где:

α_1 и α_2 , β_1 и β_2 - коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг:

$$\alpha_1 = 0,30 \text{ и } \alpha_2 = 0,30, \quad \beta_1 = 0,30 \text{ и } \beta_2 = 0,1;$$

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

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

$K_{кач3}$ - показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 15 апреля 2014 г. № 186 (зарегистрирован Министром России 18 июня 2014 г., регистрационный № 32761), с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 6 апреля 2015 г. № 217 (зарегистрирован Министром России 30 июня 2015 г., регистрационный № 37834) (далее - приказ Минэнерго России № 186).

Показатель считается достигнутым ($K_{кач3} = 0$) в случае исполнения сетевыми организациями требований приказа Минэнерго России № 186, в том числе исполнения сетевыми организациями требований по своевременному, полному и достоверному раскрытию информации в соответствии с Приложением 1 и 7 приказа Минэнерго России № 186.

В противном случае показатель считается не достигнутым ($K_{кач3} = -1$).

В соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 18 октября 2017 г. № 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» коэффициенты допустимых отклонений

фактических значений показателей надежности оказываемых услуг от плановых составляет 30 %.

Коэффициент допустимого отклонения показателя уровня качества осуществляющего технологического присоединения к сети для АО «ТГЭС» на 2024 год (второй год третьего долгосрочного периода регулирования) составляет 25 %.

Обществом представлены формы для расчета показателей надежности и качества оказываемых услуг за 2024 год в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций ЕНЭС и территориальных сетевых организаций, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 г. № 1256.

Комитетом Тульской области по тарифам определены фактические показатели уровня надежности и качества услуг по передаче электрической энергии, оказываемые территориальными сетевыми организациями Тульской области в 2024 году. Указанная информация размещена на официальном сайте регулирующего органа.

Данные о выполнении плановых показателей уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг АО «ТГЭС» представлены в таблице

Таблица № 35

**Показатели уровня надежности и уровня качества
АО «ТГЭС» за 2024 год**

№ п/п	Показатель	Обозначение в методических указаниях	Утверждено	Фактические показатели	Отклонение, % (гр.5/гр.4*100- 100)
1	2	3	4	5	6
1.	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, час.	Пsaidi	0,5667	0,4106	-27,55
2.	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, шт.	Пsaifi	0,3775	0,2563	-32,11
3.	Показатель уровня качества осуществляющего технологического присоединения	Птпр	1,0000	1,0000	-
4.	Показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций	-	0	0	-

На основании данных таблицы № 41 можно сделать вывод о том, что плановое значение показателя средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки за 2024 год АО «ТГЭС» достигнуто со значительным улучшением.

Плановые значения показателей средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, уровня качества осуществляемого технологического присоединения и качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций за 2024 год АО «ТГЭС» достигнуты.

Расчет размера корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» с учетом надежности и качества на 2026 год представлен в таблице

Таблица № 36
Корректировка необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» с учетом
надежности и качества оказываемых услуг на 2026 год

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение в Методических указаниях	По расчету Экспертной группы
1	2	3	4
1.	Коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг	$K_{\text{над1}}$	0
2.	Коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг	$K_{\text{над2}}$	1
3.	Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, (для территориальной сетевой организации)	$K_{\text{кач1}}$	0
4.	Показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 15.04.2014 г. № 186	$K_{\text{кач3}}$	0
5.	Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг	$K_{\text{об}}$	0,3
6.	Максимальный процент корректировки, %	$\Pi_{\text{кор}}$	2,00%
7.	Коэффициент, корректирующий НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг	KHK_i	0,006
8.	НВВ на содержание электрических сетей, утвержденная на 2024 год (тыс. руб.)	$NBB_{i-2}^{\text{сод}}$	985 923,67
	Величина корректировки НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг		5 915,54

По мнению Экспертной группы, рассчитанная АО «ТГЭС» корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг в 2024 году, соответствует требованиям нормативных документов и должна быть учтена в составе необходимой валовой выручки на 2026 год в сумме 5 915,54 тыс. руб.

5.8. Корректировка необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2024 год

По расчету АО «ТГЭС» корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, на 2026 год составляет 57 165,10 тыс. руб.

В соответствии с п. 32 Основ ценообразования:

«При ежегодной корректировке необходимой валовой выручки в соответствии с методическими указаниями по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала, осуществляющейся в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, размер собственных средств сетевой организации на реализацию инвестиционной программы, предусмотренных в необходимой валовой выручке, определяется с учетом:

величины фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности;

выпадающих доходов сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемых в плату за технологическое присоединение, связанных с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемых регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 настоящего документа;

расходов по списанию задолженности, признанной безнадежной к взысканию в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации за последний отчетный год, за который имеются фактические данные;

фактических расходов из прибыли (направленных, в том числе на погашение кредитов, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности в соответствии с утвержденной в установленном порядке инвестиционной программой), признанных регулирующим органом экономически обоснованными.»

Корректировка необходимой валовой выручки на i -й год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, определяется в соответствии с пунктом 42 Методических указаний от 30.03.2012 г. № 228-э (в редакции Приказа ФАС России от 10.12.2025 г. № 1066/25) по формуле:

$$\Delta \text{НВВ}_i^{\text{коррИП}} = \left(\text{ИП}_{i-2}^{\text{факт}} - \text{СС}_{i-2}^{\text{ИП}} - \Delta \text{НВВ}_{i-2}^{\text{коррИП}}_{9\text{мес}} \right) \times (1 + \text{ИПЦ}_{i-1}) \\ \times (1 + \text{ИПЦ}_i) + \left(\text{ИП}_{i-1}^{\text{факт}} - \text{СС}_{i-1}^{\text{ИП}}_{9\text{мес}} \right) \times (1 + \text{ИПЦ}_i)$$

где:

$$\begin{aligned} CC_{i-j}^{ИП} = & BK_{i-j}^{ck} + DK_{i-j}^{ck} + \Delta HVB_{i-j}^{сгкорр} - Kp_{i-j} - Vyp_{i-j}^{TP} - Pacx_{i-j}^{\text{приб}} \\ & - Pacx_{i-j}^{cз} - Pacx_{i-j}^{\text{ам}} \end{aligned}$$

$CC_{i-j}^{ИП}$ - объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на год (i-j);

$ИП_{i-2}^{\text{факт}}, ИП_{i-1,9\text{мес}}^{\text{факт}}$ - объем фактического финансирования инвестиционной программы, представляющей собой совокупность инвестиционных проектов и утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике на соответствующий год (i-2), (i-1) за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам) без учета налога на добавленную стоимость в соответствующем году (i-2), (i-1) долгосрочного периода регулирования;

При $j=1$ используется фактический процент исполнения инвестиционной программы за 9 месяцев (i-1) года. Указанная корректировка осуществляется при отклонении исполнения инвестиционной программы более чем на 10 процентов;

$\Delta HVB_{i-2,9\text{мес}}^{\text{коррИП}}$ - учтенная при расчете тарифов на (i-1) год корректировка необходимой валовой выручки на (i-2)-й год долгосрочного периода регулирования, осуществленная в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за истекший период на (i-2)-го года по результатам 9 месяцев;

BK_{i-j}^{ck} - величина возврата инвестированного капитала, учитываемого при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в году i-j долгосрочного периода регулирования;

DK_{i-j}^{ck} - величина дохода на инвестированный капитал, учитываемая при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче в году i-j долгосрочного периода регулирования;

$\Delta HVB_{i-j}^{сг корр}$ - величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на год i-j, производимого в целях сглаживания тарифов;

$Kp_{i,j}$ - величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности, в году i-j;

$\text{Вып}_{i-j}^{тп}$ - выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в плату за технологическое присоединение, связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, определяемые регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования в году i-j;

$\text{Расх}_{i-j}^{\text{приб}}$ - величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в году i-j, признанных регулирующим органом экономически обоснованными, в том числе расчетная предпринимательская прибыль сетевой организации, учитываемая регулирующим органом в соответствии с пунктом 34 Основ ценообразования (тыс. руб.).

$\text{Расх}_{i-j}^{\text{СЗ}}$ - расходы по списанию задолженности, признанной безнадежной к взысканию в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации, за последний отчетный год, за который имеются фактические данные.

$\text{Расх}_{i-j}^{\text{ам}}$ – величина фактических расходов в году (i-j), предусмотренных абзацами вторым - восьмым пункта 32(4) Основ ценообразования.

АО «ТГЭС» представлены следующие документы:

1) Расчет корректировки НВВ по факту неисполнения (изменения) инвестиционной программы за 2024 год (Том 1, лист 351);

2) Действующие в 2024 году кредитные договоры и данные бухгалтерского учета по обоснованию величины процентов за пользование заемными средствами (анализ счетов 66 «Расчеты по краткосрочным кредитам и займам» и 67 ««Расчеты по долгосрочным кредитам и займам») за 2024 год (в электронном виде, Диск, папка «Проценты по кредитам 2024»);

3) Данные бухгалтерского учета по обоснованию расходов из прибыли на прочие цели (анализ счета 91.02 «Прочие расходы») за 2024 год (Дополнительные материалы к запросу от 17.06.2025 г. исх. № 40-11/1011);

4) Расшифровка расходов социального характера, относимых на деятельность по передаче электрической энергии за 2024 год (Дополнительные материалы к запросу от 17.06.2025 г. исх. № 40-11/1011).

По расчету Экспертной группы величина корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, составляет 63 242,19 тыс. руб. и рассчитана исходя из следующего:

1) Инвестиционная программа АО «ТГЭС» на 2024 год утверждена приказом Минэнерго России от 16.11.2022 г. № 22@ «Об утверждении инвестиционной программы АО «Тульские городские электрические сети» на 2023-2027 годы». Изменения в инвестиционную программу АО «ТГЭС» внесены приказом Минэнерго России от 08.12.2023 г. № 17@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ТГЭС» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 16.11.2022 г.» и приказом Минэнерго России от 22.10.2024 г. №6@ «Об утверждении инвестиционной программы АО «ТГЭС» на 2024 – 2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ТГЭС» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 16.11.2022 г № 22@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 08.12.2023 г. № 17@».

В соответствии с приказом Минэнерго России от 22.10.2024 г. №6@ «Об утверждении инвестиционной программы АО «ТГЭС» на 2024 – 2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ТГЭС» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 16.11.2022 г № 22@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 08.12.2023 г. № 17@» объем собственных средств для финансирования инвестиций на 2024 год составляет 356 619,30 тыс. руб. (прибыль, направляемая на инвестиции от оказания услуг по передаче электрической энергии – 6 072,19 тыс. руб., амортизация основных средств –350 547,11 тыс. руб.).

Отчет об исполнении инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2024 год размещен 31.03.2025 г. на официальном сайте федеральной государственной информационной системы «Единый портал государственных и муниципальных услуг (функций)» в сети «Интернет».

В соответствии с письмом Министерства энергетики Тульской области от 05.12.2025 г. № 34-30/4267 объем фактического финансирования инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2024 год составил 374 219,02 тыс. руб. (без НДС).

2) Величина возврата инвестированного капитала и величина дохода на инвестированный капитал, учитываемые при расчете долгосрочных тарифов на услуги по передаче электрической энергии в 2024 году долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. составляют 98 367,11 тыс. руб. и 324 763,95 тыс. руб. соответственно.

3) Величина изменения необходимой валовой выручки, определяемого на 2024 год, производимого в целях сглаживания тарифов Комитетом Тульской области не утверждалась.

4) Фактическая стоимость заемных средств (проценты по кредитам), привлеченных для осуществления деятельности по передаче электрической энергии, в 2024 году составила 99 044,82 тыс. руб. и подтверждена данными бухгалтерского учета (анализы счетов 66 «Расчеты по краткосрочным кредитам и займам» и 67 «Расчеты по долгосрочным кредитам и займам» (передача электрической энергии)) за указанный период.

5) Фактические расходы из прибыли за 2024 год по данным АО «ТГЭС» составляют 7 028,60 тыс. руб., в том числе:

- расходы на оплату труда из прибыли – 1 995,40 тыс. руб.;
- расходы на уплату страховых взносов – 718,71 тыс. руб.;
- выплаты по договорам гражданско-правового характера секретарю Совета директоров – 630,09 тыс. руб.;
- начисления согласно п.7.2.5 Коллективного договора (отчисления в профсоюзные организации) – 2 132,3 тыс. руб.;
- материальная помощь в связи со смертью работника – 42,6 тыс. руб.;
- расходы на ликвидацию основных средств – 1 326,38 тыс. руб.;
- расходы на услуги банка – 183,11 тыс. руб.

По расчету Экспертной группы экономически обоснованная величина фактических расходов из прибыли в соответствии с анализом счета 91.02 «Прочие расходы» за 2024 год составляет 5 072,12 тыс. руб., в том числе:

- расходы на оплату труда из прибыли – 1 995,40 тыс. руб.;
- расходы на уплату страховых взносов – 718,71 тыс. руб.;
- начисления согласно п.7.2.5 Коллективного договора (отчисления в профсоюзные организации) – 2 132,3 тыс. руб.;
- материальная помощь в связи со смертью работника – 42,6 тыс. руб.;
- расходы на услуги банка – 183,11 тыс. руб.

По мнению Экспертной группы, расходы на выплаты по договорам гражданско-правового характера секретарю Совета директоров не относятся к расходам связанным с деятельностью по передаче электрической энергии и не являются экономически обоснованными.

Документы, обосновывающие фактические расходы на ликвидацию основных средств за 2024 год предоставлены не в полном объеме. Подтвердить экономическую обоснованность указанных выше расходов Экспертной группе не представляется возможным.

6) Расходы по списанию задолженности, признанной безнадежной к взысканию, выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в плату за технологическое присоединение, связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, а также расходы, предусмотренные абзацами вторым - восьмым пункта 32(4) Основ ценообразования в 2024 году по данным АО «ТГЭС» отсутствовали.

7) При расчете тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год корректировка необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы по результатам 9 месяцев 2024 года Комитетом Тульской области по тарифам не осуществлялась.

8) Инвестиционная программа АО «ТГЭС» на 2025 год утверждена приказом Минэнерго России от 22.10.2024 г. №6@ «Об утверждении инвестиционной программы АО «ТГЭС» на 2024 – 2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ТГЭС» на 2023 – 2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 16.11.2022 г № 22@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 08.12.2023г. № 17@». Изменения в инвестиционную программу АО «ТГЭС» на 2025 год внесены приказом Минэнерго России от 30.09.2025 г. № 100 «Об утверждении программы Акционерного общества «Тульские городские электрические сети» на 2025-2029 годы».

В соответствии с приказом Минэнерго России от 30.09.2025 г. № 100 «Об утверждении программы Акционерного общества «Тульские городские электрические сети» на 2025-2029 годы» объем собственных средств для финансирования инвестиций на 2025 год составляет 414 824,37 тыс. руб. (прибыль, направляемая на инвестиции от оказания услуг по передаче электрической энергии – 156 000 тыс. руб., амортизация основных средств – 258 824,37 тыс. руб.).

Плановый объем финансирования инвестиционной программы за 9 месяцев 2025 года составляет 273 653,80 тыс. руб. В соответствии с письмом Министерства энергетики Тульской области от 05.12.2025 г. № 34-30/4267 объем фактического финансирования инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 9 месяцев 2025 года составил 265 663,71 тыс. руб., или 97,08 %.

Соответственно, корректировка необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы по результатам 9 месяцев 2025 года Экспертной группой не производится.

Расчет корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», осуществляющейся в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы представлен в таблице

Таблица № 37

Корректировка необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2026 год, осуществляющаяся в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы

(тыс. руб.)

№ п.п.	Показатели	По расчету АО «ТГЭС»	По расчету Экспертной группы
1	2	3	4
1	Расчет объема собственных средств		
1.1.	Возврат инвестированного капитала, учтенный при расчете НВВ на 2024 г.	98 367,11	98 367,11
1.2.	Доход на инвестированный капитал, учтенный при расчете НВВ на 2024 г.	324 763,95	324 763,95
1.3.	Сглаживание, учтенное при расчете НВВ на 2024 г.	-	-
1.4.	Фактическая стоимость обслуживания заемных средств (процентов) за 2024 г.	99 044,82	99 044,82

№ п.п.	Показатели	По расчету АО «ТГЭС»	По расчету Экспертной группы
1	2	3	4
1.5.	Фактические расходы из прибыли за 2024 г. (относимые на передачу э/э), в том числе:	7 028,60	5 072,12
1.5.1.	Расходы на оплату труда из прибыли	1 995,40	1 995,40
1.5.2.	Расходы по уплате страховых взносов	718,71	718,71
1.5.3.	Расходы на услуги банков	183,11	183,11
1.5.4.	Расходы социального характера	2 174,90	2 174,90
1.5.5.	Ликвидация основных средств	1 326,38	-
1.5.6.	Выплаты по договорам гражданско-правового характера секретарю Совета директоров	630,09	-
1.6.	Итого собственных средств на инвестиции за 2024 г. (п. 1.1.+п.1.2.+п.1.3.-п.1.4.-п.1.5.)	317 057,65	319 014,12
2.	Расчет корректировки по выполнению ИП за 2024 г.		
2.1.	Фактическое финансирование ИП ОАО «ТГЭС» за 2024 г.	374 222,75	374 219,02
2.2.	Ученная при расчете тарифов на 2025 год корректировка НВВ, осуществленная в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы по результатам 9 месяцев 2024 года	-	-
2.3	Корректировка в связи с изменением (неисполнением) ИП за 2024 год (п.2.1.-п.1.6.-п.2.2.)	57 165,10	55 204,91
2.4.	Ученная при расчете тарифов на 2026 год корректировка необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы по результатам 9 месяцев 2025 года	-	-
2.5.	ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ от 26.09.2025 г. 2025 год к 2024 году	-	1,09
2.6.	ИПЦ в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ от 26.09.2025 г. 2026 год к 2025 году	-	1,051
3	Итого корректировка в связи с изменением (неисполнением) ИП за 2024 год с учетом ИПЦ ((п.2.3.*п.2.5.*.2.6)+(п.2.4*п.2.6))	57 165,10	63 242,19

Планируемая АО «ТГЭС» на 2026 год корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы в сумме 57 165,1 тыс. руб. не превышает корректировки, рассчитанной Экспертной группой в соответствии с пунктом 42 Методических указаний от 30.03.2012 г. № 228-э (63 242,19 тыс. руб.), и является экономически обоснованной.

5.9. Экспертиза расчета величины изменения необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», производимого в целях сглаживания тарифов

Согласно п. 39 Методических указаний от 30.03.2012 г. № 228-э (в редакции Приказа ФАС России от 10.12.2025 г. № 1066/25):

«Органы регулирования вправе перераспределять необходимую валовую выручку организации между годами в пределах одного долгосрочного периода. Величина изменения необходимой валовой выручки, производимого

в целях сглаживания роста тарифов, определяется органами регулирования. Величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания необходимой валовой выручки, в последний год долгосрочного периода регулирования, определяется по формуле:

$$\text{«ДельтаHBB}_n^{\text{Сг}} = - \sum_{i=1}^{n-1} \text{ДельтаHBB}_i^{\text{Сг}} \cdot \Pi_i^{n-1} \cdot 1 + \\ \text{ИПЦ}_i \text{right)right),»}.$$

где:

N - количество лет в текущем долгосрочном периоде регулирования;

$\text{ДельтаHBB}_i^{\text{Сг}}$ - величина изменения необходимой валовой выручки в году i, производимого в целях сглаживания тарифов;

В каждом году долгосрочного периода регулирования необходимая валовая выручка, рассчитанная в соответствии с пунктами 8 и 42 Методических указаний с учетом ее перераспределения, осуществляющегося в целях сглаживания тарифов, может отличаться от необходимой валовой выручки, рассчитанной без учета такого перераспределения на весь долгосрочный период регулирования, более чем на 12 процентов по согласованию с Федеральной антимонопольной службой».

В соответствии с п. 40 Методических указаний от 30.03.2012 г. № 228-э (в редакции Приказа ФАС России от 10.12.2025 г. № 1066/25):

«При ежегодной корректировке тарифов величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания, может быть перераспределена между годами долгосрочного периода регулирования с учетом особенностей, определенных в соответствии с пунктом 39 Методических указаний.

При этом величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания роста тарифов, в последний год долгосрочного периода регулирования, определяется также с учетом результатов исполнения инвестиционных программ регулируемых организаций.

$$\text{ДельтаHBB}_n^{\text{Сгкорр}} = - \sum_{i=1}^{n-1} (\text{ДельтаHBB}_i^{\text{Сгкорр}}) \cdot \Pi_i^{n-1} \cdot 1 + \\ \text{ИПЦ}_i \text{right)right) \cdot \\ \frac{\sum_{i=1}^{n-1} \text{ИП}_i^{\Phi}}{\sum_{i=1}^{n-1} \text{CC}_i^{\text{ИП}}} + \max \left(0; \min \left(\sum_{i=1}^{n-1} \text{HBB}_i^{\text{коррИП}}; - \sum_{i=1}^{n-1} (\text{ДельтаHBB}_i^{\text{Сгкорр}}) \cdot \right. \right. \\ \left. \left. \Pi_i^{n-1} \cdot 1 + \text{ИПЦ}_i \right) \right) \cdot \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^{n-1} \text{ИП}_i^{\Phi}}{\sum_{i=1}^{n-1} \text{CC}_i^{\text{ИП}}} \right) \text{right)right),».$$

где:

N - последний год долгосрочного периода регулирования;

$\Delta\text{ДельтаHVB}_i^{C_2 \text{ корр}}$ - величина изменения необходимой валовой выручки в году i , проводимого в целях сглаживания тарифов для скорректированных объемов необходимой валовой выручки;

$\Delta\text{HVB}_i^{\text{коррИП}}$ - корректировка необходимой валовой выручки на i -й год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы;

$CC_i^{\text{ИП}}$ - объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на год i ;

$\sum_{i=1}^{n-1} \text{ИП}_i^\Phi$ - суммарный фактический (прогнозный) размер финансирования инвестиционных программ, представляющих собой совокупность инвестиционных проектов, утвержденных (скорректированных) в установленном порядке на год i , за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) без НДС, с первого и до предпоследнего года долгосрочного периода регулирования включительно».

Величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания роста тарифов, АО «ТГЭС» на 2026 год не заявлялась и в составе необходимой валовой выручки на 2026 год Экспертной группой не учитывается.

5.10. Экспертиза расчета необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2026 год долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг.

Обобщенные данные о необходимой валовой выручке на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» на 2026 год долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. по расчету Экспертной группы представлены в таблице

Таблица № 38

Необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей
АО «ТГЭС» на 2026 год
долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг.

№ п/п	Статьи расходов	2025 год утверждено	План 2026 год		Отклонение (гр. 5 – гр. 4)	Темп роста, % (гр.5/гр.3 * 100)
			по данным Общества	по расчету Экспертной группы		
1	2	3	4	5	6	7
1.	Операционные расходы, всего, в том числе	356 056,28	478 737,81	424 586,83	-54 150,98	119,25

№ п/п	Статьи расходов	2025 год утверждено	План 2026 год		Отклонение (гр. 5 – гр. 4)	Темп роста, % (гр.5/гр.3 * 100)
			по данным Общества	по расчету Экспертной группы		
1	2	3	4	5	6	7
1.1.	Материальные затраты, всего, в том числе	40 784,05	x	x	x	x
1.1.1.	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	22 637,23	x	x	x	x
1.1.2.	Работы и услуги производственного характера	18 146,81	x	x	x	x
1.2.	Оплата труда	187 518,29	x	x	x	x
1.3.	Прочие расходы, всего, в том числе:	127 753,95	x	x	x	x
1.3.1.	Ремонт основных фондов	55 828,02	x	x	x	x
1.3.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций, всего, в том числе:	68 806,71	x	x	x	x
1.3.2.1.	услуги связи	3 790,25	x	x	x	x
1.3.2.2.	услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	16 966,06	x	x	x	x
1.3.2.3.	юридические и информационные услуги	3 241,15	x	x	x	x
1.3.2.4.	аудиторские и консультационные услуги	399,72	x	x	x	x
1.3.2.5.	транспортные услуги сторонних организаций	-	x	x	x	x
1.3.2.6.	прочие услуги сторонних организаций	44 409,54	x	x	x	x
1.3.3.	Расходы на командировки и представительские	68,79	x	x	x	x
1.3.4.	Расходы на подготовку кадров	291,46	x	x	x	x
1.3.5.	Обеспечение нормальных условий труда и техники безопасности	2 321,19	x	x	x	x
1.3.6.	Расходы на страхование	437,77	x	x	x	x
1.3.7.	Другие прочие расходы	-	x	x	x	x
1.4.	Расходы на выполнение, предусмотренных п. 5 ст. 37 ФЗ от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальнымложениям	-	x	x	x	x
2.	Неподконтрольные расходы, всего, в том числе	137 821,99	87 879,32	83 333,79	-4 545,53	60,46

№ п/п	Статьи расходов	2025 год утверждено	План 2026 год		Отклонение (гр. 5 – гр. 4)	Темп роста, % (гр.5/гр.3 * 100)
			по данным Общества	по расчету Экспертной группы		
1	2	3	4	5	6	7
2.1.	Оплата услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»	-	-	-	-	-
2.2.	Плата за аренду имущества и лизинг	167,74	314,09	314,09	-	187,25
2.3.	Налоги (без учета налога на прибыль), всего, в том числе:	54 489,07	5 383,36	5 201,67	-181,69	9,55
2.3.1.	плата за землю	1 721,85	1 722,17	1 722,17	-	100,02
2.3.2.	налог на имущество	52 488,83	3 384,43	3 202,74	-181,69	6,10
2.3.3.	прочие налоги и сборы	278,38	276,76	276,76	-	99,42
2.5.	Расходы на уплату страховых взносов	55 007,16	58 709,71	58 709,71	-	106,73
2.6.	Налог на прибыль	28 158,02	21 819,20	17 455,36	-4 363,84	61,99
2.7.	Расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов от льготного технологического присоединения	-	1 652,96	1 652,96	-	-
3.	Выпадающих доходов от технологического присоединения к сетям филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»	39,36	164,62	164,62	-	418,24
4.	Возврат инвестированного капитала	115 608,17	136 243,95	126 622,33	-9 621,62	109,53
5.	Доход на инвестированный капитал	380 235,54	447 026,08	410 527,33	-36 498,75	107,97
6.	Экономия расходов от снижения технологических потерь (ΔЭПи)	166 546,58	194 957,10	187 868,49	-7 088,61	112,80
7.	Экономия операционных расходов (ΔЭОР)	-	-	-	-	-
8.	Величина компенсации выпадающих/излишне полученных доходов	-176 965,73	-126 320,85	-158 313,67	-31 992,82	89,46
8.1.	Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности	-7 966,90	-13 352,32	-13 353,44	-1,12	167,61
8.2.	Корректировка операционных расходов (ΔОР)	-	3 661,85	3 661,85	-	-
8.3.	Корректировка неподконтрольных расходов (ΔНР)	-35 222,97	226,17	-31 756,22	-31 982,39	90,16
8.4.	Корректировка НВВ по результатам отклонения уровня расходов на оплату	-133 775,86	-116 856,55	-116 865,86	-9,31	87,36

№ п/п	Статьи расходов	2025 год утверждено	План 2026 год		Отклонение (гр. 5 – гр. 4)	Темп роста, % (гр.5/гр.3 * 100)
			по данным Общества	по расчету Экспертной группы		
1	2	3	4	5	6	7
	потерь от установленного в зависимости от изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПОи)					
9.	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы ($\Delta HBB_i^{коррИП}$)	-21 724,74	57 165,10	57 165,10	-	-263,13
10.	Корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг (НВВи-2сод)*КНКи	10 505,64	5 915,54	5 915,54	-	56,31
11.	Изменение необходимой валовой выручки, производимое в целях сглаживания	-	-	-	-	-
12.	ИТОГО необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей	968 123,09	1 281 768,67	1 137 870,36	-143 898,31	117,53

По расчету Экспертной группы экономически обоснованная необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» на 2026 год составляет 1 137 870,36 тыс. руб., что ниже необходимой валовой выручки по расчету Общества на 143 898,31 тыс. руб.

6. Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «Тульские городские электрические сети» на 2026 год

По расчету АО «ТГЭС» расходы на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях Общества в 2026 году в соответствии с уточненным предложением от 31.10.2025 г. вх. № 40-01-14/1931 составят 694 804,67 тыс. руб.

Расчет расходов на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2026 год по данным Экспертной группы приведен в таблице

Таблица № 39
Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода
(компенсацию потерь) АО «ТГЭС» на 2026 год
(Тыс. руб.)

Показатель	2026		
	01.01.2026 г. - 30.09.2026 г.	01.10.2026 г.- 31.12.2026 г.	Год
Поступление в сеть, тыс. кВтч	865 394,0	325 244,0	1 190 638,0
Полезный отпуск, тыс. кВтч	778 255,0	280 460,3	1 058 715,3
Потери, тыс. кВтч	87 139,0	44 783,7	131 922,7
Потери, %	10,07%	13,77%	11,08%
Цена покупки потерь, руб./МВтч	5 036,8855	5 131,3748	5 068,9617
НВВ на покупку потерь, тыс. руб.	438 909,17	229 801,95	668 711,12

Анализ плановых объемов на покупку технологического расхода электрической энергии (потерь) и расчет цены покупки потерь АО «ТГЭС» представлены ниже.

6.1. Анализ плановых объемов технологического расхода (потерь) электрической энергии, включаемых в тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям АО «ТГЭС» на 2026 год

В соответствии со сводным прогнозным балансом электрической энергии (мощности) на 2026 год, утвержденным Приказом Федеральной антимонопольной службы от 28 ноября 2025 года № 1006/25-ДСП, потери электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» составляют 131,9227 млн. кВт.ч.

Плановый объем потерь АО «ТГЭС» на 2026 год в объеме 131,9227 млн. кВт.ч. определен исходя из объема поступления электрической энергии в сеть 1 190,638 млн. кВт.ч и уровня потерь (11,08%), установленного на долгосрочный период регулирования 2023-2027 гг., являющегося долгосрочным параметром регулирования сетевой организации, определенного в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования.

6.2. Экспертиза расчета цены (тарифа) покупки потерь электрической энергии для АО «ТГЭС» на 2026 год

Стоимость нормативных технологических потерь, включаемых в тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, определена на основании прогнозных рыночных цен на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемых по Тульской области с учетом официально опубликованных НП «Совет рынка» данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию, и информации об основных макроэкономических показателях прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, одобренного Правительством Российской Федерации на 2026 год, с учетом сбытовой надбавки, величины платы за услуги, оказание которых неразрывно связано с

процессом снабжения потребителей электрической энергией, которые подлежат государственному регулированию и платы за услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии.

Расчет тарифов покупки потерь у энергосбытовых организаций представлен в таблице

Таблица № 40
Расчет покупки потерь у энергосбытовых организаций Тульской области на 2026 год (без учета сбытовых надбавок)

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	01.01.2026 г. - 30.09.2026 г.	01.10.2026 г.-31.12.2026 г.
1	2	3	4	5
1	Одноставочная нерег. цена эл. эн. (расчетная)	руб./МВт.ч	4 264,5920	4 247,3682
	прогнозируемая цена на э/э	руб./МВт.ч	2 680	2 680
	прогнозируемая цена на мощность	руб./МВт	1 153 583	1 153 583
2	Объем потерь э/э	млн. кВт.ч	587,34	238,13
3	Объем потерь мощности	МВт	89,64	107,85
4	Оплата услуг ОАО «АТС»	руб./МВт.ч	2,1910	2,3027
5	Оплата услуг ОАО «Системный оператор ЕЭС»	руб./МВт.ч	2,6530	2,7790
6	Оплата услуг ЗАО «ЦФР»	руб./МВт.ч	0,5190	0,5455
7	Оплата услуг по управлению изменением режима потребления	руб./МВт.ч	0,8000	0,8408
8	Итого тариф на покупку потерь без учета сбытовой надбавка	руб./МВт.ч	4 270,7550	4 253,8362

Для расчета одноставочного тарифа покупки электрической энергии на оптовом рынке Экспертной группой использованы данные сводного прогнозного баланса электрической энергии (мощности) на 2026 год, утвержденного Приказом Федеральной антимонопольной службы от 28 ноября 2025 года № 1006/25-ДСП, и прогнозные значения свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (мощность) на 2026 год для Тульской области, опубликованные НП «Совет рынка» от 05 декабря 2025 года:

- прогнозное значение стоимости покупки 1 МВт электроэнергии в РСВ – 2 680 руб./МВт ч.;

- прогнозное значение стоимости мощности за 1 МВт пикового потребления – 1 153 583 руб./МВт.

В тариф покупки электроэнергии в целях компенсации потерь для каждой сетевой организации включается оплата инфраструктурных услуг.

Инфраструктурные платежи с 01.01.2026 г. по 30.09.2026 г. соответствуют инфраструктурным платежам, утвержденным на 2-е полугодие 2025 года:

- тариф на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части организации отбора исполнителей и оплаты услуг

по обеспечению системной надежности, оказываемые АО «СО ЕЭС» в размере 2,6530 руб./МВт.ч (приказ ФАС России от 23 декабря 2024 года № 1063/24);

- тариф на услуги коммерческого оператора, оказываемые АО «АТС» субъектам оптового рынка электрической энергии в размере 2,1910 руб./МВт.ч (приказ ФАС России № 1062/24 от 23 декабря 2024 г.);

- комплексная услуга АО «ЦФР» в размере 0,519 руб./МВт.ч (протокол от 23 мая 2025 года № 14/2025 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка»).

Инфраструктурные платежи с 01.10.2026 г. по 31.12.2026 г. (тариф на услуги коммерческого оператора, оказываемые АО «АТС», комплексная услуга АО «ЦФР») рассчитаны путем индексации утвержденных тарифов на инфраструктурные услуги на 2-е полугодие 2025 года с учетом индекса потребительских цен, определенного в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2026 год (1,051):

- тариф на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, оказываемые АО «СО ЕЭС» в размере 2,7790 руб./МВт.ч.

- тариф на услуги коммерческого оператора, оказываемые АО «АТС» субъектам оптового рынка электрической энергии в размере 2,3027 руб./МВт.ч;

- комплексная услуга АО «ЦФР» в размере 0,5455 руб./МВт.ч.

Плата за услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии, которая рассчитана в соответствии с Правилами определения и применения гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)».

Итого тариф на покупку потерь без учета сбытовой надбавки в 2026 году составит:

с 01.01.2026 г. по 30.09.2026 г. – 4 270,7550 руб./МВт.ч.;

с 01.10.2026 г. по 31.12.2026 г. – 4 253,8362 руб./МВт.ч.

АО «ТГЭС» осуществляет покупку электрической энергии у гаран器ующего поставщика АО «ТНС энерго Тула».

Сбытовые надбавки гарантерующих поставщиков для сетевых организаций, осуществляющих реализацию электрической энергии в целях компенсации потерь, рассчитанные в соответствии с Методическими указаниями по расчету сбытовых надбавок гарантерующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов от 21 ноября 2017 года № 1554/17, представлены в таблице

**Сбытовые надбавки энергосбытовых организаций Тульской области
на 2026 год**

(руб./МВт.ч)

№ п/п	Наименование гарантирующего поставщика в субъекте Российской Федерации	Сбытовая надбавка			
		Тарифная группа потребителей «сетевые организаций		Тарифная группа «Прочие потребители» от 670 КВт до 10 МВт	
		01.01.2026 г. - 30.09.2026 г.	01.10.2026 г.- 31.12.2026 г.	01.01.2026 г. - 30.09.2026 г.	01.10.2026 г.- 31.12.2026 г.
1	2	3	4	5	6
1.	АО «ТНС энерго Тула»	771,58	879,81	439,53	529,53

Для территориальных сетевых организаций, покупающих электрическую энергию в целях компенсации потерь у АО «ТНС энерго Тула», в объемах нормативных потерь, установленных ФАС России в сводном прогнозном балансе для расчета сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков, тариф на покупку потерь составляет:

с 01.01.2026 г. по 30.09.2026 г. – 5 042,335 руб./МВт.ч;

с 01.10.2026 г. по 31.12.2026 г. – 5 133,6462 руб./МВт.ч.

У территориальных сетевых организаций, покупающих электрическую энергию в целях компенсации потерь у АО «ТНС энерго Тула», сверх объемов нормативных потерь, установленных ФАС России в сводном прогнозном балансе для расчета сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков, тариф на покупку потерь составляет:

с 01.01.2026 г. по 30.09.2026 г. – 4 710,2850 руб./МВт.ч;

с 01.10.2026 г. по 31.12.2026 г. – 4 783,3662 руб./МВт.ч.

Плановые расходы АО «ТГЭС» на покупку электрической энергии в целях компенсации потерь на 2026 год составляют 694 804,67 тыс. руб.

Расчет расходов на покупку электрической энергии в целях компенсации потерь АО «ТГЭС» представлен в таблице

Таблица № 42
Расходы на покупку потерь АО «ТГЭС» на 2026 год

№ п/п	Наименование статей	Итого	01.01.2026 г. - 30.09.2026 г.	01.10.2026 г.- 31.12.2026 г.
1	2	3	4	5
1	Объемы нормативных потерь АО «ТГЭС» для покупки у АО «ТНС энерго Тула» по сбытовой надбавке для сетевых организаций, млн. кВт.ч	130,2022	85,7089	44,4933
2	Объемы нормативных потерь АО «ТГЭС», для покупки у АО «ТНС энерго Тула» по сбытовой надбавке для прочих потребителей, млн. кВт.ч.	1,7205	1,4301	0,2904
3	Итого объемы нормативных потерь, утвержденных для АО «ТГЭС» млн. кВт.ч.	131,9227	87,1390	44,7837

№ п/п	Наименование статей	Итого	01.01.2026 г. - 30.09.2026 г.	01.10.2026 г.- 31.12.2026 г.
1	2	3	4	5
4	Тариф покупки потерь с учетом сбытой надбавки для сетевых организаций, руб./МВт.ч		5 042,3350	5 133,6462
5	Тариф покупки потерь с учетом сбытой надбавки для прочих потребителей, руб./МВт.ч		4 710,2850	4 783,3662
6	Средневзвешенный тариф покупки потерь	5 068,9617	5 036,8855	5 131,3748
7	Расходы на покупку потерь всего, тыс. руб., в том числе:	668 711,12	438 909,17	229 801,95
8	С учетом сбытовой надбавки для сетевых организаций, тыс. руб.	660 585,85	432 172,99	228 412,86
9	С учетом сбытовой надбавки для прочих потребителей, тыс. руб.	8 125,27	6 736,18	1 389,09

Необходимая валовая выручка АО «ТГЭС» на компенсацию потерь электрической энергии в 2026 году составит 668 711,12 тыс. руб.

Таблица № 43

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для АО «ТГЭС» на 2026 год (2023-2027 г. г.)

Наименование тарифов	Ед. изм.	с 01.01.2026 по 30.09.2026	с 01.10.2026 по 31.12.2026
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	524 722,10	524 722,10
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	586,51	852,00
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,72691	1,90667