

ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА № 45
заседания Правления комитета
Тульской области по тарифам, прошедшего
в формате видеоконференцсвязи

28 ноября 2023 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;
Кречетова Елена Викторовна	-	начальник отдела государственного контроля комитета Тульской области по тарифам;
Маловинский Евгений	-	начальник отдела балансов и регулирования топливно-энергетического комплекса
Владимирович Коновалов	-	комитета Тульской области по тарифам;
Александр Петрович	-	представитель Ассоциации «НП «Совет рынка», председатель комитета по вопросам жизнеобеспечения, строительства и жилищного фонда администрации муниципального образования Щекинский район Тульской области;
Фаткина Мария Геннадьевна	-	начальник отдела анализа товарных рынков Управления федеральной антимонопольной службы по Тульской области;

от комитета Тульской области по тарифам:

Карсеева Галина Вячеславовна	-	консультант отдела государственного контроля;
Катаева Юлия Юрьевна	-	заместитель начальника 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;

от ГКУ ТО «Экспертиза»:

- Шишляков Павел
Олегович - директор ГКУ ТО «Экспертиза»;
- Власенко Максим
Леонидович - эксперт ГКУ ТО «Экспертиза»;
- Полякова Елена
Сергеевна - специалист ГКУ ТО «Экспертиза», секретарь правления;
- Шашок Лидия
Алексеевна - эксперт 1 категории ГКУ ТО «Экспертиза»;

приглашенные на заседание:

- Давыдов Эдуард
Викторович - заместитель директора по экономике и финансам филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»;
- Рафальская Инна
Сергеевна - представитель Московской дирекции по энергообеспечению СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» (по доверенности), первый заместитель директора «Желдорэнерго» - филиал ООО «ЭНЕРГОПРОМСБЫТ»;
- 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 цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Тульской области на 2024 год – докладчик Маловинский Е.В.;

2. Об установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии на территории Тульской области на 2024 год:

2.1. АО «ТНС энерго Тула» – докладчик Филимонова И.В.;

2.2. ООО «Алексинэнергосбыт» – докладчик Филимонова И.В.;

2.3. ООО «Гарантирующий поставщик и специализированный застройщик Новомосковская энергосбытовая компания» – докладчик Шалик С.В.;

3. Об установлении стандартизированных тарифных ставок для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2024 год - докладчик Маловинский Е.В.;

4. Об установлении размера выпадающих доходов от льготного технологического присоединения на 2024 год для сетевых организаций Тульской области - докладчик Маловинский Е.В.;

5. 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 2024 год (по списку):

докладчик Филимонова И.В.:

5.1 АО «Алексинская электросетевая компания»;

докладчик Шалик С.В.:

5.2 ООО «Промэнергосбыт»;

докладчик Шашок Л.А.:

5.3 ООО «Энергосеть»;

5.4 Центральный филиал ООО «Газпром энерго»;

5.5 Филиал Волго-Вятский АО «Оборонэнерго»

докладчик Карсеева Г.В.:

5.6 АО «Технопарк»;

5.7 ОАО «Щекинская городская электросеть»;

5.8 Московская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»;

5.9 ООО «Ин-Групп Энерго».

6. О корректировке необходимой валовой выручки на 2024 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 АО «Тулские городские электрические сети» - докладчик Шалик С.В.;

7. О корректировке необходимой валовой выручки на 2024 год для филиала «ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала - докладчик Катаева Ю.Ю.;

8. Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тульской области и утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, на 2024 год - докладчик Маловинский Е.В.

3. Об установлении стандартизированных тарифных ставок для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2024 год

Васин Д.А., Денисова Т.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В., Маловинский Е.В., Фаткина М.Г., Коновалов А.П.

Слушали Маловинского Е.В., который доложил об установлении стандартизированных тарифных ставок для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2024 год (приложение № 5).

Представитель Ассоциации «НП Совет рынка» выразил особое мнение (письмо вх. от 27.11.2023 №40-01-10/2138).

Заместитель директора по экономике и финансам филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» Давыдов Э.В. выразил несогласие с утверждением размера ставок ниже уровня 2023 года, в связи с текущим ростом цен на материалы и выполнение работ.

Заместитель директора по экономике и финансам филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» Давыдов Э.В. предложил не утверждать ставку $C_{8.2.3}^{1-10 \text{ кВ}}$ «Средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения» и считать устное заявление, сделанное на заседании Правления, официальным отзывом материалов по данной ставке.

Однако, на момент рассмотрения вопроса на Правлении комитета от предприятия не поступали письменное предложение об отзыве материалов и скорректированные предложения по расчету размера стандартизированных ставок. При этом, частичный отзыв одной позиции из всего расчета заявленных ставок не представляется возможным.

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение:

установить стандартизированные тарифные ставки для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2024 год, в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам;

величину льготных ставок за 1 кВт присоединяемой мощности установить с учетом позиции членов общественного и экспертного советов при комитете Тульской области по тарифам и межотраслевого совета потребителей по вопросам деятельности субъектов естественных монополий при Губернаторе Тульской области (заседание - 27 ноября 2023 года).

Результаты голосования:

«принять» - 5 (Васин Д.А., Денисова Т.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В., Маловинский Е.В.);

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

4. Об установлении размера выпадающих доходов от льготного технологического присоединения на 2024 год для сетевых организаций Тульской области

Васин Д.А., Денисова Т.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.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 2024 год для сетевых организаций Тульской области (приложение № 6).

Представитель Ассоциации «НП Совет рынка» выразил особое мнение (письмо вх. от 27.11.2023 №40-01-10/2138).

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: установить размер выпадающих доходов от льготного технологического присоединения на 2024 год для сетевых организаций Тульской области, в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

«принять» - 5 (Васин Д.А., Денисова Т.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В., Маловинский Е.В.);

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

6. О корректировке необходимой валовой выручки на 2024 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»

Васин Д.А., Денисова Т.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.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 2024 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 АО «Тульские городские электрические сети» (приложение № 16).

АО «Тульские городские электрические сети» ознакомлено с материалами к Правлению и проектом тарифного решения (письмо от 27.11.2023 № 15/7965).

Представитель Ассоциации «НП Совет рынка» выразил особое мнение (письмо вх. от 27.11.2023 №40-01-10/2138).

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: скорректировать необходимую валовую выручку на 2024 год для АО «Тульские городские электрические сети», в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала и утвердить 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» - 5 (Васин Д.А., Денисова Т.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В., Маловинский Е.В.);

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

**Председатель комитета
Тульской области по тарифам**



Д.А. Васин

Приложение № 5
к протоколу комитета Тульской
области по тарифам

от 28 ноября 2023 года № 45

МАТЕРИАЛЫ
по вопросу № 3: Об установлении стандартизированных тарифных
ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете
платы за технологическое присоединение к электрическим сетям
Тульской области на 2024 год

Предлагаются к установлению на 2024 год единые для всех территориальных сетевых организаций Тульской области стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций согласно таблице №1.

Таблица №1

N п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки	Единица измерения
1	С ₁	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и 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	21 232,58	рублей за одно присоединение (без НДС)
		стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу	25 795,96	

		сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, указанными в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям		
1.1	C _{1.1}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	6 883,87	
1.2.1	C _{1.2.1}	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	14 348,71	
1.2.2	C _{1.2.2}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	18 912,09	
2	C _{2.3.1.4.1.1} ^{0,4 кВ и ниже}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	2 145 323,69	рублей/км (без НДС)
3	C _{2.3.1.4.1.1} ^{1–20 кВ}		3 483 364,62	
4	C _{2.3.1.4.2.1} ^{0,4 кВ и ниже}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	2 366 173,91	
5	C _{2.3.1.4.2.1} ^{1–20 кВ}		3 719 613,86	

6	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	1 920 807,06	рублей/км (без НДС)
7	С ^{1–10 кВ} 3.1.2.1.1.1		1 893 070,04	
8	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	2 845 799,14	
9	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.2.1		2 465 794,49	
10	С ^{1–10 кВ} 3.1.2.1.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	1 942 313,47	
11	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.2.2		4 421 350,86	
12	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 329 327,79	
13	С ^{1–10 кВ} 3.1.2.1.3.1		4 145 158,89	
14	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	4 981 198,03	
15	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.4.1		2 880 909,38	
16	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.4.3	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	6 237 873,00	

17	С _{3.1.2.2.1.2} ^{1-10 кВ}	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	4 501 476,48
18	С _{3.1.2.2.2.1} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	1 766 109,63
19	С _{3.1.2.2.2.1} ^{1-10 кВ}		2 273 036,13
20	С _{3.1.2.2.2.2} ^{1-10 кВ}	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	5 694 822,40
21	С _{3.1.2.2.3.1} ^{1-10 кВ}	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 208 998,46
22	С _{3.1.2.2.3.2} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	7 549 207,07
23	С _{3.1.2.2.3.2} ^{1-10 кВ}		4 729 028,82
24	С _{3.1.2.2.4.1} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 217 650,57
25	С _{3.1.2.2.4.1} ^{1-10 кВ}		4 529 554,29
26	С _{3.1.2.2.4.2} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	9 178 577,29
27	С _{3.1.2.2.4.2} ^{1-10 кВ}		8 732 289,62

28	С _{3.1.2.2.4.4} 0,4 кВ и ниже	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	12 504 289,86	
29	С _{3.6.2.1.1.1} 0,4 кВ и ниже	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	4 481 454,71	
30	С _{3.6.2.1.1.2} 0,4 кВ и ниже	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	11 184 783,72	
31	С _{3.6.2.1.2.1} 0,4 кВ и ниже	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	4 279 023,78	
32	С _{3.6.2.1.2.2} 0,4 кВ и ниже	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	8 889 228,27	
33	С _{3.6.2.1.3.1} 0,4 кВ и ниже	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм	6 470 087,38	

		включительно с одной трубой в скважине	
34	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.4.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	6 156 311,61
35	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.4.2	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	14 145 461,77
36	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.4.3	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с тремя трубами в скважине	11 063 054,15
37	С ^{1–10 кВ} 3.6.2.2.2.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	3 947 407,70
38	С ^{1–10 кВ} 3.6.2.2.2.2	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	7 849 623,44

39	С _{3.6.2.2.3.1} ^{1-10 кВ}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	7 237 213,00	
40	С _{3.6.2.2.3.2} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	13 397 787,37	
41	С _{3.6.2.2.3.2} ^{1-10 кВ}		13 050 303,78	
42	С _{3.6.2.2.3.3} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя трубами в скважине	19 606 267,94	
43	С _{3.6.2.2.4.2} ^{0,4 кВ и ниже}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	14 606 011,69	
44	С _{4.1.4} ^{1-20 кВ}	реклоузеры номинальным током от 500 до 1000 А включительно	2 451 054,73	рублей/шт. (без НДС)
45	С _{4.2.3} ^{1-20 кВ}	линейные разъединители номинальным током от 250 до 500 А включительно	112 792,90	
46	С _{5.1.1.1} ^{6/0,4 кВ}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	26 634,04	рублей/кВт (без НДС)
47	С _{5.1.1.1} ^{10/0,4 кВ}		34 394,64	
48	С _{5.1.2.1} ^{6/0,4 кВ}		однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА	

49	С _{5.1.2.1} ^{10/0,4 кВ}	включительно столбового/мачтового типа	16 992,51
50	С _{5.1.2.2} ^{6/0,4 кВ}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	14 114,52
51	С _{5.1.2.2} ^{10/0,4 кВ}		15 266,98
52	С _{5.1.3.2} ^{6/0,4 кВ}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	8 750,58
53	С _{5.1.3.2} ^{10/0,4 кВ}		8 092,89
54	С _{5.1.4.2} ^{6/0,4 кВ}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	6 347,07
55	С _{5.1.4.2} ^{10/0,4 кВ}		4 337,27
56	С _{5.1.5.2} ^{6/0,4 кВ}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	4 692,86
57	С _{5.1.5.2} ^{10/0,4 кВ}		5 013,25
58	С _{5.1.3.3} ^{10/0,4 кВ}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	18 202,24
59	С _{5.2.3.2} ^{10/0,4 кВ}	двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	18 340,54
60	С _{5.2.5.2} ^{10/0,4 кВ}	двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	12 449,85
61	С _{5.2.3.3} ^{6/0,4 кВ}	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	22 588,95
62	С _{5.2.5.3} ^{6/0,4 кВ}	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП)	

		мощностью от 400 до 630 кВА включительно блочного типа	17 875,79	
63	C _{5.2.5.3} ^{10/0,4 кВ}		15 924,06	
64	C _{5.2.10.2} ^{10/0,4 кВ}	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 2000 до 2500 кВА включительно шкафного или киоскового типа	17 554,91	
65	C _{8.1.1} ^{0,4 кВ и ниже}	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	23 795,18	рублей за точку учета (без НДС)
66	C _{8.2.1} ^{0,4 кВ и ниже}	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	35 824,98	
67	C _{8.2.2} ^{0,4 кВ и ниже}	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукошвенного включения	61 787,96	
68	C _{8.2.3} ^{1–10 кВ}	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	327 987,15	

Плата за технологическое присоединение определяется с применением стандартизированных тарифных ставок и льготных ставок за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности, установленных настоящим постановлением, в соответствии с Методическими указаниями по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденными приказом ФАС России от 30.06.2022 № 490/22.

Предлагается к установлению на 2024 год льготная ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности $p_{\text{соц}}$ при технологическом присоединении энергопринимающих устройств Заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), владеющих объектами, отнесенными к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения), при условии, что расстояние от границ участка Заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже необходимого Заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка,

составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности, объектов микрогенерации, в том числе за одновременное технологическое присоединение энергопринимающих устройств и объектов микрогенерации, при заключении договора лицом, предусмотренным абзацами одиннадцатым - девятнадцатым пункта 17 Правил технологического присоединения, устанавливается в отношении всей совокупности мероприятий по технологическому присоединению в размере 1 114,07 рублей за кВт (с НДС).

Предлагается к установлению на 2024 год льготная ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности $P_{\text{несоц}}$ при технологическом присоединении объектов микрогенерации (за исключением случаев подачи заявки Заявителем - юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем в целях одновременного присоединения энергопринимающих устройств и объектов микрогенерации), в том числе при одновременном технологическом присоединении энергопринимающих устройств Заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), и объектов микрогенерации, а также энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), за исключением случаев, указанных в абзаце первом настоящего пункта, устанавливаемая в отношении всей совокупности мероприятий по технологическому присоединению, при присоединении энергопринимающих устройств и (или) объектов микрогенерации по третьей категории надежности к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от границ участка заявителя до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителю класса напряжения, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности в размере 8 500 рублей за кВт (с НДС).

Приложение № 6
к протоколу комитета Тульской
области по тарифам

от 28 ноября 2023 года № 45

МАТЕРИАЛЫ

**по вопросу № 4: Об установлении размера выпадающих доходов от
технологического присоединения на 2024 год для сетевых организаций
Тульской области**

Экспертная группа предлагает утвердить сумму выпадающих доходов ТСО от технологического присоединения, принятую к учету в НВВ сетевых организаций на 2024 год в размере 542 268,15 тыс. руб. в том числе:

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 2024 год в размере 25 055,79 тыс. руб., в том числе за 2022 год в размере 8 836,10 тыс. руб., на 2024 год в размере 16 219,69 тыс. руб.

Приложение № 16
к протоколу комитета Тульской
области по тарифам

от 28 ноября 2023 года № 45

МАТЕРИАЛЫ

по вопросу № 6: О корректировке необходимой валовой выручки на 2024 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 АО «Тульские городские электрические сети»

АО «ТГЭС» представлены материалы на утверждение НВВ и тарифов на услуги по передаче электроэнергии на 2024 год долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. (письмо вх. от 28.04.2023 г. № 03-16/35,39), дополнительные и уточняющие материалы (письма от 27.09.2023 № 03-16/7962, от 24.10.2023 г. № 03-16/8669).

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

Ответственность за достоверность представленных документов и информации несет АО «ТГЭС».

Оценка финансового состояния АО «ТГЭС» за 2022 г.

Основные финансово-экономические показатели хозяйственной деятельности АО «ТГЭС» за 2022 год приведены в таблице ниже.

Таблица 1 Основные финансовые показатели АО «ТГЭС» за 2021-2022 гг.

№ п/п	Название показателя	2021 год, тыс. руб.	2022 год Тыс. руб.	Отклонение показателей 2022 г. к 2021 г., %
1	2	3	4	5
1.	Выручка от продажи товаров, продукции, работ, услуг	1 409 647	1 515 797	7,53
2.	Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	1 074 129	1 166 385	8,59
3.	Валовая прибыль (убыток)	335 518	349 412	4,14
4.	Прибыль (убыток) от продаж	335 518	349 412	4,14
5.	Проценты к получению	9 164	16 813	83,47
6.	Проценты к уплате	13 716	27 182	98,18
7.	Прочие доходы	16 113	6 917	-57,07
8.	Прочие расходы	49 678	59 508	19,79
9.	Прибыль (убыток) до налогообложения	297 401	286 452	-3,68
10.	Текущий налог на прибыль	63 500	62 279	-1,92
11.	Прочее	2	0	-100,00
12.	Чистая прибыль (убыток)	233 899	224 173	-4,16

№ п/п	Название показателя	2021 год, тыс. руб.	2022 год Тыс. руб.	Отклонение показателей 2022 г. к 2021 г.,%
1	2	3	4	5
13.	Общая рентабельность (%)	21,8	19,2	-11,93

Выручка АО «ТГЭС» от осуществления всех видов деятельности в 2022 году составила 1 515 797 тыс. руб. и по сравнению с 2021 годом увеличилась на 106 150 тыс. руб., или 7,53 %, при этом одновременно произошло увеличение себестоимости продаж на 92 256 тыс. руб., или 8,59 %.

Деятельность Общества в 2022 году была прибыльной. Прибыль от продаж уменьшилась на 4,14 % по сравнению с 2021 годом, при этом чистая прибыль Общества за 2022 год составила 224 173 тыс. руб., что на 10 949 тыс. руб., или 3,68 %, ниже, чем за 2021 год. Общая рентабельность за 2022 год по сравнению с 2021 годом снизилась на 11,93 % и составила 19,2 %.

Анализ основных технико-экономических показателей АО «ТГЭС»

Основные показатели балансов электрической энергии (мощности) ФО «ТГЭС» за 2021-2024 гг. представлены в таблице ниже.

Таблица 2 Основные технико-экономические показатели за 2021-2024 гг.

Показатели	Фактические млн. кВт*ч 2021	Плановые млн. кВт*ч 2022	Фактические млн. кВт*ч 2022	Плановые млн. кВт*ч 2023	Плановые млн. кВт*ч 2024
Отпуск	1 175,10	1 144,33	1167,52	1142,71	1169,23
Потери	130,15	161,24	127,84	126,61	129,55

В 2022 году плановый объем отпуска электрической энергии АО «ТГЭС» составлял 1 144,33 млн. кВт*ч, плановый объем потерь – 161,24 млн. кВт*ч. Фактический объем отпуска электрической энергии в 2022 году составил 1 167,09 млн. кВт*ч, что ниже планового на 23,19 млн. кВт*ч, или 2,03%. Фактические потери за 2022 год ниже плановых на 33,4 млн. кВт*ч, или на 20,71%.

Приказом ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23 внесены изменения в части определения количества условных единиц для расчета показателей, применяемых при тарифном регулировании. В соответствии с п. 12 Методических указаний № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 20.07.2023 № 485/23):

«12. Индекс изменения количества активов применяется при установлении тарифов с целью учета зависимости операционных расходов от количества активов, необходимых для осуществления регулируемых видов деятельности. В отношении услуг по передаче электрической энергии индекс количества активов рассчитывается по формуле:

$$ИКА_j = K_{эл} \times \frac{УЕ_j - УЕ_{j-1}}{УЕ_{j-1}},$$

где:

$У_{e_j}$, $У_{E_{j-1}}$ - среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к активам и объектам электросетевого хозяйства, в том числе вводимым в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой, определяемое без учета месяца ввода в эксплуатацию, планируемых к эксплуатации в соответствующем году долгосрочного периода регулирования, а при наличии известных фактических значений используется фактическое среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц на соответствующий год долгосрочного периода регулирования, 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.

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.

$K_{эл}$ - коэффициент эластичности операционных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, устанавливаемый регулирующим органом на долгосрочный период регулирования».

В соответствии с дополнительным запросом АО «ТГЭС» представлены расчеты объемов условных единиц за каждый месяц 2021-2024 годов.

В соответствии с разъяснениями ФАС России, направленных письмом от 20.11.2023 г. № ГМ/96802/23 расчет фактического индекса изменения количества активов по вышеуказанной формуле применяется в случае, когда плановый индекс изменения количества активов был рассчитан также с применением среднегодового количества условных единиц. При установлении планового коэффициента индексации на 2022 год индекс изменения количества активов рассчитывался на основании планового количества условных единиц на конец 2021 года и конец 2022 года, соответственно при расчете фактического коэффициента индексации необходимо учитывать данные о количестве условных единиц по такому же принципу.

По данным ежемесячных расчетов условных единиц АО «ТГЭС» фактические объемы условных единиц за конец 2021 года и на конец 2022 года составили 22 086,50 у.е. 22 156,34 у.е., соответственно.

Следует отметить, что в расчете условных единиц АО «ТГЭС» учтены условные единицы по двум подстанциям высокого уровня напряжения и среднего напряжения первого уровня и их оборудованию. Поскольку эти объекты сдаются в аренду и не участвуют в деятельности по передаче электрической энергии, осуществляемой АО «ТГЭС», экспертной группой исключены из расчета объемы условных единиц по этим подстанциям и их оборудованию в размере 270,90 у.е.

По расчету экспертной группы количество условных единиц на конец 2021 года составляет 21 815,60 у.е., на конец 2022 г. – 21 885,44 у.е.

Ожидаемый в 2023 году среднегодовой объем условных единиц по расчету АО «ТГЭС» составляет 22 254,74 у.е., планируемый на 2024 год – 22 439,88 у.е. Экспертной группой произведен собственный расчет среднегодового объема условных единиц АО «ТГЭС» с учетом исключения условных единиц по подстанциям высокого уровня (ВН) и среднего первого уровня (СН1) напряжения и их оборудования. Также экспертной группой не учитывались условные единицы по объектам, вводимым в декабре соответствующего года поскольку объем условных единиц в соответствии с Методическими указаниями № 228-э определяется на последнее число регулируемого периода без учета месяца ввода (на 31 декабря соответствующего года без учета ввода за декабрь).

Среднегодовой объем условных единиц по расчету экспертной группы представлен в таблице ниже.

Таблица 3 Среднегодовой объем электросетевого АО «ТГЭС» в условных единицах фактических за 2021-2022 гг. и планируемых на 2023-2024 гг.

Уровень напряжения	Фактический объем в у.е. за 2021 год	Фактический объем в у.е. за 2022 год	Ожидаемый объем в у.е. на 2023 год	Плановый объем в у.е. на 2024 год
	На конец года		Среднегодовые значения	
СН2	3 329,32	3 358,67	3 384,04	3 428,85
НН	18 486,28	18 527,08	18 599,21	18 739,69
Всего	21 815,60	21 885,44	21 983,25	22 168,54

П. 33 Основ ценообразования определено, что при использовании метода доходности инвестированного капитала необходимая валовая выручка организации, осуществляющей регулируемую деятельность, устанавливается на долгосрочный период регулирования на основе долгосрочных параметров регулирования.

Долгосрочным периодом регулирования для АО «ТГЭС» является период 2023-2027 гг.

Долгосрочный период регулирования и долгосрочные параметры регулирования согласованы Приказом ФАС России от 14 ноября 2022 г. № 806/22 «О согласовании Федеральной антимонопольной службой предложений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов об установлении очередного долгосрочного периода регулирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением метода доходности инвестированного капитала и согласования соответствующих долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций»

Долгосрочные параметры регулирования для АО «ТГЭС» утверждены постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 25 ноября 2022 года № 50. В составе долгосрочных параметров утвержден уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям сторонним потребителям, который составляет 11,08 %.

Отнесение АО «ТГЭС» к ТСО

На основании анализа представленной АО «ТГЭС» технической документации, а также на основании представленных АО «ТГЭС» сведений об иных критериях, установленных Постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям» определены критерии АО «ТГЭС». Экспертная группа установила факт соответствия АО «ТГЭС» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Ведение базы инвестированного капитала с учетом реализации АО «ТГЭС» инвестиционной программы в 2022 году для определения необходимой валовой выручки в 2024 году.

Регулирование тарифов АО «ТГЭС» с применением метода доходности инвестированного капитала осуществляется с 2013 года. При переходе к регулированию с применением метода срок возврата капитала, 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 долгосрочного периодов регулирования на начало третьего долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. капитал, инвестированный до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, был полностью возвращен.

Согласно Методическим указаниям № 228-э при определении первоначальной и остаточной стоимости базы инвестированного капитала не учитывается капитал, который был возвращен в полном объеме (после возврата капитала в полном объеме первоначальная и остаточная стоимости базы инвестированного капитала уменьшается на полную величину возвращенного инвестированного капитала).

Учет капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, осуществляется по первоначальной и остаточной стоимости.

Первоначальная стоимость (ПИК) отражает полную стоимость восстановления (замещения) объектов, используемых для осуществления регулируемой деятельности, за исключением стоимости объектов, построенных и реконструированных за счет поступлений от платы за технологическое присоединение (подключение).

Остаточная стоимость базы инвестированного капитала (ОИК) отражает полную величину инвестированного капитала на начало долгосрочного периода регулирования, уменьшенную на величину возврата инвестированного капитала.

Определение первоначальной и остаточной стоимости капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала («нового» капитала)

Ввод активов в рамках инвестиционных программ

По итогам проверки исполнения инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2022 год экспертной группой учтен ввод объектов, включаемых в базу инвестированного капитала в сумме 407 388,10 тыс. руб.

В представленном Приложении № 5 «реестр формирования базы инвестированного капитала» фактический ввод объектов составил 438 803,48 тыс. руб., в том числе объектов, введенных с целью технологического присоединения.

Дополнительно представлен отдельный расчет по объектам, введенных с целью технологического присоединения. В соответствии с представленным расчетом в базу инвестированного капитала 2022 года включены объекты, связанные с технологическим присоединением на сумму 35 703,88 тыс. руб. В соответствии с представленным расчетом полностью профинансированы платой за технологическое присоединение объекты на сумму 26 533,03 тыс. руб., частично профинансированы объекты на сумму 4 882,36 тыс. руб. Таким образом, по расчету экспертной группы ввод объектов, включаемых в базу инвестированного капитала фактически введенных за 2022 год, составляет 407 388,10 тыс. руб.

Плановый объем ввода объектов в эксплуатацию в 2023 году в соответствии с утвержденной инвестиционной программой составит 359 854,79 тыс. руб.

Выбытие активов «нового» капитала до окончания срока их использования

По расчету АО «ТГЭС» выбытие активов «нового» капитала за 2022 год составляет в соответствии с представленным реестром выбытия активов из базы «нового» капитала (по форме приложения № 7 к Методическим указаниям № 228-э):

- по первоначальной стоимости – 4 441,48 тыс. руб.;
- по остаточной стоимости – 2 943,42 тыс. руб.

По расчету АО «ТГЭС» выбытие активов «нового» капитала за 9 месяцев 2021 года составляет:

- по первоначальной стоимости – 348,94 тыс. руб.;
- по остаточной стоимости – 164,14 тыс. руб.

Расчет полной и остаточной стоимости «нового» капитала на начало 2024 года по данным экспертной группы представлен в таблице ниже:

Таблица 4 Расчет полной и остаточной стоимости «нового» капитала на начало 2024 года.

Период	Факт ввода	Выбытие полная стоимость	Выбытие остаточная стоимость	Возврат «нового» капитала	Первоначальная стоимость на конец года	Остаточная стоимость на конец года
2013	347 895,96				347 895,96	347 895,96
2014	370 455,19			9 939,88	718 351,16	708 411,27
2015	345 200,11	46,16	44,84	20 524,32	1 063 505,11	1 033 042,22
2016	305 767,78			30 385,86	1 369 272,89	1 308 424,14
2017	220 664,93	40,68	38,35	39 122,08	1 589 897,14	1 489 928,64
2018	259 917,50	2 981,17	2 726,96	45 425,63	1 846 833,47	1 701 693,55
2019	260 150,17	3 337,83	2 714,62	52 766,67	2 103 645,81	1 906 362,42
2020	367 871,22	462,02	406,05	60 104,17	2 471 055,02	2 213 723,43
2021	210 625,38	1 283,92	804,77	70 601,57	2 680 396,48	2 352 942,47
2022	407 388,10	4 441,48	2 943,42	76 582,76	3 083 343,10	2 680 804,39
2023	359 854,79	348,94	164,14	88 095,52	3 442 848,94	2 952 399,51
Первоначальная и остаточная стоимость «нового» капитала на начало 2024 г.					3 442 848,94	2 952 399,51

По расчету экспертной группы на начало 2024 года первоначальная стоимость «нового» капитала АО «ТГЭС» составляет 3 442 848,94 тыс. руб., остаточная стоимость «нового» капитала составляет 2 952 399,51 тыс. руб.

Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» методом доходности инвестированного капитала на 2024 г.

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 20.07.2023 г. № 485/23), скорректированная плановая необходимая валовая выручка, определяемая при установлении тарифов на очередной год долгосрочного периода регулирования, рассчитывается (в соответствии с п. 42 Методических указаний) по следующей формуле:

$$HBB_i^{ck} = P_i^{ck} + BK_i^{ck} + DK_i^{ck} + \Delta U_i + \Delta \text{ЭОР}_i + \Delta \text{ЭП}_i + \Delta HBB_{i-1, i-2}^{корр} + КНК_{i-2} \cdot HBB_{i-2}^{ck} + \text{Дельта} HBB_i^{ск\text{корр}} + \Delta HBB_i^{корр\text{ИП}} + B_i^{\text{распред}}$$

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 инвестированного капитала;

DK_i^{ck} - скорректированный доход инвестированного капитала;

ΔU_i - компенсация фактических расходов на исполнение обязанностей по обеспечению коммерческого учета электрической энергии;

$\Delta \text{ЭОР}_i$ - экономия операционных расходов.

$\Delta \text{ЭП}_i$ - экономия от снижения технологических потерь;

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

$\text{НВВ}_{i-2}^{\text{ск}}$ - скорректированная необходимая валовая выручка, установленная регулирующим органом на год $i-2$ долгосрочного периода регулирования;

$\text{ДельтаНВВ}_i^{\text{сг корр}}$ - величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания тарифов;

КНК_{i-2} - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2022 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;

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

$\text{В}_i^{\text{распред}}$ - учитываемая в году i величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов 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.

Расчет корректировки НВВ АО «ТГЭС» на 2024 год на основании фактических данных за 2022 год

В соответствии с п. 9 Методических указаний корректировка необходимой валовой выручки осуществляется ежегодно. При корректировке используются данные за последний год, на который имеются фактические показатели параметров расчета тарифов.

В составе скорректированной плановой НВВ АО «ТГЭС» на 2024 год учитываются следующие корректировки и компенсации:

1) Компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2022 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2022 год;

2) Корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2022 году.

3) В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 марта 2022 г. N 507 «Об особенностях государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике в 2022 и 2023 годах» корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы в 2022 году, не проводится. В части корректировки инвестиционной программы в соответствии с действующими нормативными документами при регулировании тарифов на 2024 год может быть проведена корректировка 9 месяцев 2023 года в случае отклонения исполнения инвестиционной программы более, чем на 10 процентов.

**Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО
«ТГЭС»
на 2024 год, возникающих в результате отличия фактических значений
параметров
расчета тарифов от установленных на 2022 год**

Согласно п. 42 Методических указаний от 30.03.2012 № 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 2022 год, производится в соответствии с формулами, приведенными в п. 42 Методических указаний № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23):

$$\Delta HBB_{i-2}^{кorr} = HBB_{i-2}^{ск} + HBB_{i-2}^{nom} - HBB_{i-2}^{\phi} + \Delta HP_{i-2} + \Delta OP_{i-2} + ПО_{i-2},$$

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;

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.

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».

По расчету АО «ТГЭС» компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2022 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2022 год, планируется в необходимой валовой выручке на 2024 год в сумме (-206 818,12) тыс. руб.

Экспертная группа осуществила собственный расчет выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2022 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2022 год.

Компенсация по фактическому объему выручки АО «ТГЭС» за 2022 год

По расчету АО «ТГЭС» по фактическому объему выручки за 2022 год составит 0,0 тыс. руб. Расчет произведен без учета изменений в 2023 году нормативного регулирования в части расчета рассматриваемой компенсации.

В соответствии с изменениями, внесенными приказом ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23 в п. 42 Методических указаний № 228-э, компенсация по объему выручки рассчитывается исходя из установленного решением регулирующего органа на 2022 год объема выручки за услуги по передаче электрической энергии и фактического объема выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2022 год (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на 2022 год тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объемов оказанных услуг.

Комитетом Тульской области по тарифам для АО «ТГЭС» на 2022 год установлена необходимая валовая выручка на услуги по передаче электрической энергии в сумме 1 354 383,42 тыс. руб., в том числе:

расходы на содержание сетей – 805 239,04 тыс. руб.;

расходы на компенсацию потерь – 549 144,38 тыс. руб.

Фактическая выручка за услуги по передаче электрической энергии АО «ТГЭС» (без учета НДС) за 2022 год составила 1382 566,13 тыс. руб.

Компенсация по фактическому объему выручки АО «ТГЭС» за 2022 год по расчету экспертной группы составляет (-28 182,71) тыс. руб. и рассчитана как разница между установленным и фактическим объемом выручки за услуги по передаче электрической энергии. В необходимой валовой выручке 2024 года сумма компенсации по фактическому объему выручки с учетом ИПЦ 2023-2024 гг. составит (-31 964,16) тыс. руб.

Расчет компенсации операционных расходов, связанный с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа на 2022 год значениям

По расчету АО «ТГЭС» компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц в 2022 году, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям составляет 3 845,63 тыс. руб.

Расчет произведен без учета изменений в 2023 году нормативного регулирования в части расчета рассматриваемой компенсации.

В соответствии с изменениями, внесенными приказом ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23 в п. 42 Методических указаний № 228-э, компенсация операционных расходов рассчитывается по следующим формулам:

$$\Delta OP_{i-2} = OP_{i-3}^{СК} * (Kинд_{i-2}^{\phi} - Kинд_{i-2}^{СК}).$$

$OP_{i-3}^{СК}$ = величина операционных расходов, учтенная при корректировке НВВ (тарифов) на год $i-3$;

$Kинд_{i-2}^{СК}$ - коэффициент индексации, учтенный при корректировке тарифов на год $i-2$, определенный в соответствии с пунктом 19 настоящих Методических указаний;

$Kинд_{i-2}^{\phi}$ - коэффициент индексации операционных расходов, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц.

$$Kинд_{i-2}^{\phi} = (1 - ИП_{i-2}) * (1 + ИПЦ_{i-2}^{\phi}) * (1 + Эл * ИКА_{i-2}^{\phi}).$$

$ИПЦ_i^{\phi}$ - фактический индекс инфляции за расчетный год i .

$$ИКА_{i-2}^{\phi} = \frac{УЕ_{i-2}^{\phi} - УЕ_{i-3}^{\phi}}{УЕ_{i-3}^{\phi}}.$$

$УЕ_{i-2,i-3}^{\phi}$ фактическое среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к регулируемой организации соответственно в (i-2)-м и (i-3)-м годах 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 том числе в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой. В случае, если i-3 является первым (базовым) годом долгосрочного периода регулирования, или годом, в котором осуществлен пересмотр базового уровня операционных расходов, то в качестве показателя $УЕ_{i-3}^{\phi}$ используется количество условных единиц, учтенных при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии соответственно на первый (базовый) год или год, в котором осуществлен пересмотр базового уровня подконтрольных расходов».

В соответствии с разъяснениями ФАС России, направленных письмом от 20.11.2023 г. № ГМ/96802/23 расчет фактического индекса изменения количества активов по вышеуказанной формуле применяется в случае, когда плановый индекс изменения количества активов был рассчитан также с применением среднегодового количества условных единиц. При установлении планового коэффициента индексации на 2022 год индекс изменения количества активов рассчитывался на основании планового количества условных единиц на конец 2021 года и конец 2022 года, соответственно при расчете фактического коэффициента индексации необходимо учитывать данные о количестве условных единиц по такому же принципу.

Значения условных единиц, рассчитанные экспертной группой в соответствии с положениями Методических указаний № 228-э в редакции приказа ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23 и разъяснений ФАС России представлены в таблице 5 настоящего экспертного заключения.

Расчет величины компенсации операционных расходов за 2022 год по расчету АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы представлены в таблице ниже.

Таблица 5 - Расчет величины компенсации операционных расходов АО «ТГЭС» за 2022 год

№ п./п.	Наименование показателя	По расчету АО «ТГЭС»		По расчету экспертной группы	
		план	факт	план	факт
1	2	3	4	5	6
1.	Расчет разницы между фактическим и плановым коэффициентами индексации				
1.1.	Индекс инфляции	4,3 %	6,7 %	4,3 %	13,8 %
1.2.	Индекс эффективности операционных расходов	3 %	3 %	3 %	3 %
1.3.	Количество активов 2021 год	22 024,87	22 086,50	22 024,87	21 815,60
1.4.	Количество активов 2022 год	22 332,77	22 156,34	22 332,77	21 885,44
1.5.	Коэффициент эластичности операционных расходов по росту активов	0,75	0,75	0,75	0,75
1.6.	Индекс изменения количества активов	1,0485%	0,2372%	1,0485%	0,2401%
1.7.	Итого коэффициент индексации	1,02232	1,03744	1,02232	1,10651
1.8.	Разница между фактическим и утвержденным коэффициентом индексации	0,01527		0,08419	
2.	Утвержденные операционные расходы на 2021 год	254 220,78		246 287,45	
3.	Компенсация операционных расходов, тыс. руб.	3 845,63		20 735,67	

По расчету экспертной группы коэффициент индексации операционных расходов за 2022 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и среднегодового объема условных единиц, составит 1,010651. Таким образом, исходя из умножения операционных расходов, установленных на 2021 год (246 287,45 тыс. руб. – величина, учтенная при формировании необходимой валовой выручки на 2021 год) на разницу фактического и учтенного коэффициента индексации 2022 года (0,08419), экспертная группа определила величину компенсации операционных расходов за 2022 год в размере 20 735,67 тыс. руб.

В необходимой валовой выручке 2024 года сумма компенсации по операционных расходов с учетом ИПЦ 2023-2024 гг. составит 23 517,90 тыс. руб.

Расчет компенсации фактически понесенных в 2022 году неподконтрольных расходов АО «ТГЭС», не учтенных при установлении тарифов на 2022 год

Компенсация фактически понесенных неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов, определяется по формуле

$$\Delta \text{НР}_{i-2} = \text{НР}_{i-2}^{\text{ф}} - \text{НР}_{i-2}^{\text{ск}}$$

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) расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемой деятельности в сфере электроэнергетики, определяемые в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования, и лизинговые платежи;

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.

Анализ неподконтрольных расходов 2022 года по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы представлен ниже.

Таблица 6 Расчет неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» за 2022 г., тыс. руб.

Показатели	Расходы, учтенные при установлении тарифов на 2022 год	Фактические расходы за 2022 год по заявке ТГЭС	Компенсация неподконтрольных расходов за 2022 год по заявке ТГЭС	Фактические расходы за 2022 год по данным Экспертной группы	Компенсация неподконтрольных расходов за 2022 год по данным Экспертной группы
Аренда	160,09	160,09	-	160,09	-
Налоги, всего	50 506,64	51 386,37	879,73	51 386,38	879,73
Плата за землю	1 231,17	1 489,19	258,02	1 489,19	258,02
Налог на имущество	48 957,92	49 601,53	643,61	49 601,53	643,61
Прочие налоги и сборы	317,55	295,66	-21,89	295,66	-21,89
Отчисления на социальные нужды	50 538,90	44 861,98	-5 676,92	44 861,98	-5 676,92
Налог на прибыль	76 642,92	43 196,85	-33 446,07	43 196,85	-33 446,07
Выпадающие по ТП	5 578,71	16 076,69	10 497,98	13 369,48	7 790,77
Неподконтрольные расходы, всего	183 427,27	155 681,98	-27 745,29	152 974,77	-30 452,50

Далее представлено обоснование расчета экспертной группы по каждой статье фактических неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» в 2022 году.

Аренда имущества

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Аренда имущества» в 2022 году составили 160,09 тыс. руб., что соответствует утвержденным расходам по статье.

Реестр договоров и оплаченные суммы представлены в таблице ниже.

Таблица 7 – Реестр договоров АО «ТГЭС» по статье «Аренда имущества за 2022

год

№ п/п	Наименование	Факт за 2022 год, тыс. руб.
1	Аренда имущества, находящегося в государственной собственности ТО №203 от 27.11.2014г	120,00
2	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16В3791 от 15.03.2016г	3,04
3	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16П3782 от 01.03.2016г	2,81
4	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16С3785 от 01.03.2016г	0,92
5	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16С3790 от 14.03.2016г	1,20
6	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16Ц3783 от 01.03.2016г	1,20
7	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16Ц3784 от 01.03.2016г	3,13
8	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16Ц3792 от 14.03.2016г	3,18
9	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16Ц3897 от 17.11.2016г	1,10
10	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16Ц3835 от 07.07.2016г	1,15
11	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16С3899 от 17.11.2016г	3,36
12	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16С3898 от 17.11.2016г	0,92
13	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16В3834 от 05.07.2016г	1,15
14	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16С3831 от 17.11.2016г	1,15
15	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16П3811 от 27.06.2016г	1,93
16	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16Ц3810 от 16.05.2016г	1,10
17	Соглашение от 21.09.17 о передаче прав и обязанностей по договору аренды МИИЗО № 15П3660 от 24.04.2015	5,52
18	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 15Ц3663 от 12.05.2015г	2,95
19	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 14П3551 от 01.02.2014г	3,13
20	Аренда имущества по договору аренды земельного участка № 16В3908 от 28.11.2016г	1,15
	ИТОГО	160,09

Экспертной группой приняты фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на аренду земельных участков в 2022 году в размере 160,09 тыс. руб., что соответствует утвержденным на 2022 год расходам.

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 2022 году составили 51 386,37 тыс. руб., в т.ч.:

- земельный налог 1 489,19 тыс. руб.;
- налог на имущество 49 601,53 тыс. руб.;

- транспортный налог и экологические платежи 295,66 тыс. руб.

В соответствии с данными отдельного учета доходов и расходов (форма 1.6) расходы на уплату налогов всего за 2022 год составляют 51 524,29 тыс. руб., в том числе отнесенные на деятельность по передаче электрической энергии составляют 51 386,37 тыс. руб.

Земельный налог

По расчету АО «ТГЭС» фактические расходы на уплату земельного налога за 2022 год составили 1 489,19 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов АО «ТГЭС» на уплату земельного налога за 2022 год представлены:

справка-расчет земельного налога за 2022 год (в электронном виде на диске);

выписки из бухгалтерского учета: анализы счетов 20 и 23 за 2022 год в части земельного налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии (в электронном виде на диске).

В справке-расчете указаны адреса земельных участков, их кадастровые номера и кадастровая стоимость (налоговая база), ставки налога и суммы налога по каждому земельному участку. Кадастровые стоимости участков выборочно проверены, отклонений от значений, указанных в справке, не обнаружено.

В соответствии с представленной справкой-расчетом исчисленная сумма земельного налога за 2022 год составила 1 492,986 тыс. руб.

В соответствии с данными бухгалтерского учета (анализ счетов 20 и 23) земельный налог, отнесенный на деятельность по передаче электрической энергии, за 2022 год составили 1 489,19 тыс. руб.

Земельный налог АО «ТГЭС» за 2022 год документально подтвержден и обоснован в сумме 1 489,19 тыс. руб., что выше утвержденных на 2022 год расходов, составляющих 1 231,17 тыс. руб., на 258,02 тыс. руб.

Налог на имущество

В качестве обоснования фактических расходов АО «ТГЭС» на уплату налога на имущество за 2022 год представлены:

налоговые декларации по налогу на имущество организаций за 2022 год (в электронном виде на диске);

выписки из бухгалтерского учета: анализы счетов 20 и 23 за 2022 год в части налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии (в электронном виде на диске).

Исходя из данных декларации, фактические расходы на уплату налога на имущество в 2022 году составляют 50 479,34 тыс. руб. В соответствии с данными бухгалтерского учета (анализ счетов 20 и 23) налог на имущество, отнесенный на деятельность по передаче электрической энергии, за 2022 год составил 49 601,53 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2022 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату налога на имущество составили 49 601,53 тыс. руб. что выше утвержденных на 2022 год расходов, составляющих 48 957,92 тыс. руб., на 643,61 тыс. руб.

Прочие налоги и сборы

В составе прочих налогов и сборов АО «ТГЭС» учитываются транспортный налог и экологические платежи.

В качестве обоснования фактических расходов АО «ТГЭС» на уплату транспортного налога за 2022 год представлены:

справка-расчет по транспортному налогу за 2022 год с указанием наименований и регистрационных знаков автотранспортных средств, дат постановки на учет и снятия с учета, налоговой базы, ставок налога и сумм налога в 2022 году (в электронном виде на диске);

выписки из бухгалтерского учета: анализы счетов 20 и 23 за 2022 год в части транспортного налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии (в электронном виде на диске).

В представленной справке-расчете указаны по каждому используемому в деятельности транспортному средству: наименование и марка, дата регистрации и списания с учета, регистрационный знак, налоговая база, ставка и сумма налога.

В соответствии с представленной справкой-расчетом сумма транспортного налога за 2022 год составила 295,13 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов АО «ТГЭС» на плату за негативное воздействие на окружающую среду представлена декларация о плате за негативное воздействие на окружающую среду за 2021 год и отчет по проводкам, в соответствии с которым сумма платы за 2021 год списана в 2022 году на счет прибылей и убытков как расходы прошлых лет в сумме 0,53 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2022 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на прочие налоги составили 295,66 тыс. руб. что ниже утвержденных на 2022 год расходов, составляющих 317,55 тыс. руб., на 21,89 тыс. руб.

По расчетам экспертной группы фактические расходы АО «ТГЭС» на уплату налогов, отнесенные на деятельность по передаче электрической энергии, в 2022 году составили 51 386,38 тыс. руб. Утвержденные на 2022 год расходы по статье «Налоги» составляют 50 506,64 тыс. руб. Компенсация фактических расходов за 2022 год по статье «Налоги» составляет 879,73 тыс. руб.

Отчисления на социальные нужды

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Отчисления на социальные нужды» в 2022 году составили 44 861,98 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 5 676,92 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на отчисления на социальные нужды АО «ТГЭС» представлены:

расчет по начисленным и уплаченным страховым взносам на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством и по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также по расходам на выплату страхового обеспечения (Форма 4 ФСС за 2022 год);

расчет по начисленным и уплаченным страховым взносам на обязательное пенсионное страхование в Пенсионный фонд Российской Федерации, страховым взносам на обязательное медицинское страхование в Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования плательщиками страховых взносов, производящими выплаты и иные вознаграждения физическим лицам (Форма РСВ 1 –ПФР за 2022 год);

данные раздельного учета доходов и расходов АО «ТГЭС» за 2022 г.;

данные бухгалтерского учета отчислениям на социальные нужды по счетам 20 и 23 по деятельности «Передача электрической энергии».

Исходя из представленных документов, фактические расходы по страховым взносам в 2022 году по деятельности от оказания услуг по передаче электрической энергии составили 44 861,98 тыс. руб., что ниже расходов, утвержденных на 2022 год на 5 676,92 тыс. руб.

Налог на прибыль

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Налог на прибыль» в 2022 году составили 43 196,85 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на уплату налога на прибыль АО «ТГЭС» представлена декларация по налогу на прибыль на общую сумму 62 278,78 тыс. руб. Кроме того, представлены данные раздельного учета доходов и расходов по формам, утвержденным Приказом Минэнерго №585 (формы 1.3. и 1.6.) с распределением выручки и себестоимости по видам деятельности (передача электроэнергии, технологическое присоединение, прочие).

В соответствии с данными раздельного учета налог на прибыль, относящийся на деятельность по передаче электрической энергии и технологическому присоединению, составляет 43 196,85 тыс. руб.

В соответствии с п. 37 Основ ценообразования, при корректировке НВВ учитывается отклонение фактической величины налога на прибыль по соответствующему виду деятельности от установленного уровня.

Экспертная группа определила фактический налог на прибыль, относящийся на передачу электрической энергии и технологическое присоединение, в размере 43 196,85 тыс. руб., что ниже утвержденных расходов на 33 446,07 тыс. руб.

Выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей

Плановые выпадающие расходы, связанные с технологическим присоединением льготных категорий потребителей с присоединяемой мощностью энергопринимающих устройств до 15 кВт включительно, установленные для АО «ТГЭС» на 2022 год, составили 5 578,71 тыс. руб.

В соответствии с данными бухгалтерского учета АО «Тульские городские электрические сети», фактические расходы на выполнение мероприятий, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей с максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт, за 2022 год составили 16 076,69 тыс. руб.

Размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, в случае расчета по стандартизированным тарифным ставкам, составляет 13 369,48 тыс. руб.

Фактический размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, в данном случае составляет 13 369,48 тыс. руб., что выше расходов, установленных на 2022 год на 7 790,77 тыс. руб.

Расчет величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов

По расчету АО «ТГЭС» компенсация выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии от фактических показателей полезного отпуска и цен покупки технологических потерь электрической энергии в 2022 году, составляет (-158 451,28) тыс. руб.

Расчет произведен АО «ТГЭС» без учета внесения изменений в Методические указания № 228-э в 2023 году.

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия полезного отпуска электрической энергии и цены покупки электрической энергии от фактических показателей полезного отпуска и цен покупки технологических потерь электрической энергии в 2022 году от установленных при утверждении тарифов на 2022 год, производится в соответствии с п. 25 Методических указаний (в редакции приказа ФАС России

от 20.07.2023 г. № 485/23) согласно формулы для территориальных сетевых организаций:

$$ПО_i = \min\left(П_{\phi i-2}; N_{i-2}^{ycm} \times \mathcal{E}_{i-2}^{onm \phi}\right) \times ЦП_{i-2}^{\phi} - \mathcal{E}_{i-2}^{onm \text{ нл}} \times N_{i-2}^{ycm} \times ЦП_{i-2}$$

Для определения величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», в результате отличия фактических полезного отпуска и цен покупки технологических потерь электрической энергии от установленных при утверждении тарифов за 2022 в формуле применяются показатели 2022 года.

$П_{i-2}^{\phi}$ - величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году в 2022 году;

$\mathcal{E}_{i-2}^{onm \text{ нл}}$ $\mathcal{E}_{i-2}^{onm.\phi}$ - соответственно плановый объем и фактический объем отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации, определяемый регулируемыми органами за 2022 год долгосрочного периода регулирования;

$ЦП_{i-2}^{\phi}$ - средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях в 2022 году;

$ЦП_{i-2}$ - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии (мощности) в сетях в 2022 году, 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}^{ycm} - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, к которому относится 2022 год (i-2), в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования.

Для расчета величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникающих в результате отличия полезного отпуска электрической энергии и фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов за 2022 год экспертной группой приняты следующие показатели:

Для расчета величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов за 2022 год экспертной группой приняты следующие показатели:

1. на основании данных формы федерального статистического наблюдения 46-ЭЭ за 2022 год приняты показатели:
 - фактический объем отпуска электрической энергии в сеть;
 - фактический объем потерь электрической энергии;
2. в соответствии с тарифными решениями принята плановая цена потерь на 2022 год;

3. на основании актов покупки потерь учитывалась фактическая цена потерь за 2022.

Экспертный расчет величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии в 2022 году, от установленных при утверждении тарифов на 2022 год, произведен на основании плановых показателей 2022 года, утверждённых Комитетом, и предоставленных АО «ТГЭС» актов покупки потерь (см. таблицу ниже).

Таблица 8 - Расчет величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов, возникших в 2022 году

№ п/п	Показатели	ед.изм.	2022 год
1	Прогнозная цена покупки электрической энергии (мощности) в сетях в 2022 году, учтенная при установлении тарифов на 2022 год (ЦП i-2))	руб./МВт.ч	3 405,84
2	Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный на долгосрочный период регулирования, к которому относится 2022 год (N уст i-2)	%	14,09 %
3	Величина фактических потерь электрической энергии в сетях в 2022 году (П ф i-2)	млн.кВт.ч	127,84
4	Фактический объем отпуска электрической энергии в сеть за 2022 год (Э оптФ i-2)	млн.кВт.ч	1 167,52
5	Средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях в 2022 году (ЦПф i-2)	руб./МВт.ч	3 143,08
6	Плановый объем отпуска электрической энергии в сеть на 2022 год (Э опт пл i-2)	%	1 144,33
7	Корректировка НВВ 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	тыс. руб.	-147 321,03

По расчету экспертной группы, компенсация выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникших в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов на 2022 год составляет (-147 321,03) тыс. руб.

Сводный расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2022 год

Сводные данные для расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2022 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных

при утверждении тарифов, по расчету экспертной группы с учетом индексов инфляции представлены в таблице ниже.

Таблица 9. Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2022 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, по расчету экспертной группы, тыс. руб.

Показатель	2022
Компенсация по фактической выручке за 2022 год	-28 182,71
Компенсация фактических расходов 2022 года	-9 716,83
Операционные расходы	20 735,67
Неподконтрольные расходы	-30 452,50
Корректировка по результатам отклонения уровня расходов на оплату потерь за 2022 год	-147 321,03
Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2022 год	-185 220,57
ИПЦ на 2023 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	5,8%
ИПЦ на 2024 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	7,2%
Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2022 год с учетом ИПЦ	-210 072,72

По расчетам экспертной группы, размер компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2022 год, возникающий в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2022 год и подлежащих учету в необходимой валовой выручке АО «ТГЭС» на 2024 года, составляет (-210 072,72) тыс. руб.

Расчет корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2022 год

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 марта 2022 г. № 507 «Об особенностях государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике в 2022 и 2023 годах» корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы в 2022 году, не проводится.

В соответствии с п. 42 Методических указаний № 228-э корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 9 месяцев 2023 года, осуществляется при отклонении факта финансирования инвестиционной программы от плана более, чем на 10%. При этом при расчете корректировки по исполнению инвестиционной программы по итогам текущего периода принимаются плановые и фактические данные за 3 квартала текущего периода. По результатам анализа отчетности об исполнении инвестиционной программы за 3 квартала (9 месяцев) 2023 года, такая корректировка не производится.

Корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2022 году

По расчету АО «ТГЭС» корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг в 2022 году, учитываемая в составе необходимой валовой выручки на 2024 год, составляет 8 052,39 тыс. руб.

Величина корректировки необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг, производимых в 2022 году, определяется по формуле:

$$\Delta HBB_i^{надкач} = KHK_i \times HBB_i$$

где:

KHK_i - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2022 году, определяемый в процентах

$$KHK_i = K_{обi} \times \Pi_{коррi}$$

где $K_{обi}$ - обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в 2022 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).

$\Pi_{коррi}$ - максимальный процент корректировки, определяемый для 2022 года.

$$\Pi_{корр2022} = 2 \%$$

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 рассчитывается по формуле:

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

где:

$\alpha 1 = 0,30$ и $\alpha 2 = 0,30$, $\beta 1 = 0,30$ и $\beta 2 = 0,1$ - коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг.

$K_{над1}$ 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. N 186 (зарегистрирован Минюстом России 18 июня 2014 г., регистрационный N 32761), с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 6 апреля 2015 г. N 217.

Показатель считается достигнутым ($K_{кач3} = 0$) в случае исполнения сетевыми организациями требований приказа Минэнерго России N° 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 N° 186. В противном случае показатель считается не достигнутым ($K_{кач3} = -1$).

Плановые значения показателей средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi) и средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi) за 2022 год АО «ТГЭС» достигнуты.

Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения за 2022 год АО «ТГЭС» достигнут.

Показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций за 2022 год АО «ТГЭС» не достигнут.

Расчет размера корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» с учетом надежности и качества за 2022 год представлен в таблице.

Таблица 10. Расчет корректировки НВВ АО «ТГЭС» на 2024 год с учетом надежности и качества услуг АО «ТГЭС» за 2022 год

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение в Методических указаниях	По расчету экспертной группы
1.	Коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг	$K_{над1}$	1
2.	Коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг	$K_{над2}$	1
3.	Оценка достижения показателя уровня качества оказываемых услуг, (для территориальной сетевой организации)	$K_{кач1}$	0
4.	Показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций, утвержденных приказом Минэнерго России от 15.04.2014 г. N° 186	$K_{кач3}$	-1

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение в Методических указаниях	По расчету экспертной группы
5.	Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг	$K_{об}$	0,5
6.	Максимальный процент корректировки, %	$P_{кор}$	2,00%
7.	Коэффициент, корректирующий НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг	KHK_i	0,01
8.	НВВ на содержание электрических сетей, утвержденная на 2022 год (тыс. руб.)	$HBB_{i-2}^{год}$	805 239,04
9.	Величина корректировки НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг		8 052,39

Экспертная группа подтверждает рассчитанную АО «ТГЭС» корректировку с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2022 год, учитываемую в составе необходимой валовой выручке на 2024 год в сумме 8 052,39 тыс. руб.

Экспертиза необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на содержание электрических сетей в 2022 году

Скорректированная необходимая валовая выручка рассчитывается в соответствии с п. 42 Методических указаний № 228-э. Формула расчета необходимой валовой выручки в редакции приказа ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23 приведена выше.

Планируемая АО «ТГЭС» необходимая валовая выручка на содержание сетей на 2024 год и установленная необходимая валовая выручка на 2023 год представлены в таблице ниже.

Таблица 11 – Планируемая на 2024 год необходимая валовая выручка на содержание сетей АО «ТГЭС»

№ п.п.	Наименование показателя	Утвержденная НВВ на 2023 год, тыс. руб	Предложение АО «ТГЭС» на 2024 год, тыс. руб	Отклонение гр.4/гр.3, %
1	2	3	4	5
1.	Подконтрольные (операционные) расходы	312 840,11	329 378,79	105,29
2.	Неподконтрольные расходы	160 148,76	174 365,05	108,88
3.	Возврат инвестированного капитала	86 758,70	99 274,66	114,43
4.	Доход на инвестированный капитал	289 699,74	327 815,18	113,16
5.	Величина компенсации выпадающих/излишне полученных доходов за год i-2	-189 351,46	-206 818,12	109,22
7.	Корректировка НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг в 2022 году	7 628,40	8 052,39	105,56
8.	Корректировка необходимой валовой выручки по итогам исполнения инвестиционной программы	-	-	-
9.	Экономия от снижения объема технологического расхода электроэнергии (потерь)	207 671,57	274 166,29	132,02
10.	Расчетная предпринимательская прибыль	-	79 566,08	-

№ п./п.	Наименование показателя	Утвержденная НВВ на 2023 год, тыс. руб	Предложение АО «ТГЭС» на 2024 год, тыс. руб	Отклонение гр.4/гр.3, %
1	2	3	4	5
11.	Сглаживание НВВ	-	-	-
12.	ДТП с МРСК	74,11	18,44	-
Всего НВВ на содержание сетей		875 469,93	1 085 818,77	124,0,3

Экспертиза расчетов операционных (подконтрольных) расходов АО «Тульские городские электрические сети» на 2024 год, связанных с производством и реализацией продукции

По расчету АО «Тульские городские электрические сети» операционные расходы в 2024 году в соответствии с уточненным предложением (письмо от 27.09.2023 г. № 3-16/7962) составят 329 378,79 тыс. руб.

Операционные расходы, планируемые АО «ТГЭС» на 2024 год, выше базового уровня операционных расходов, утвержденного в составе долгосрочных параметров регулирования на 2023 год, на 16 538,67 тыс. руб., или 5,3 %.

В соответствии с п. 19 Методических указаний № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23):

«Ежегодно в течение долгосрочного периода регулирования регулирующими органами производится корректировка величины операционных расходов с учетом отклонения фактической инфляции и фактического количества условных единиц оборудования от значений, учтенных при установлении тарифов на долгосрочный период регулирования, а также корректировки плановых значений указанных параметров.

Скорректированная величина операционных расходов, включаемая в необходимую валовую выручку регулируемой организации на очередной расчетный год долгосрочного периода регулирования, рассчитывается по следующей формуле:

$$OP_i^{СК} = OP_0 \times \prod_j^i K_{индj}^{СК},$$

где:

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

$$K_{индj}^{СК} = (1 - ИП_j) * (1 + ИПЦ_j^{СК}) * (1 + ИКА_j^{СК}),$$

$ИПЦ_j^{СК}$ - прогнозное годовое значение индекса потребительских цен, а при наличии известных фактических значений используется фактическое годовое значение индекса потребительских цен.

$$ИКА_j^{СК} = K_{эл} \times \frac{УЕ_j^{СК} - УЕ_{j-1}^{СК}}{УЕ_{j-1}^{СК}},$$

$УЕ_j^{СК}$, $УЕ_{j-1}^{СК}$ - среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к активам и объектам электросетевого хозяйства, в том числе вводимым в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой, определяемое без учета месяца ввода в эксплуатацию, планируемых к эксплуатации в соответствующем году долгосрочного периода регулирования, а при наличии известных фактических значений используется фактическое среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц на соответствующий год долгосрочного периода регулирования, 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.

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».

Среднегодовое количество условных единиц определено экспертной группой на основании данных, представленных АО «ТГЭС». Результаты расчета экспертной группы содержатся в таблице 4 настоящего отчета.

2024 год является вторым годом долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг. Базовый уровень операционных расходов АО «Тулские городские электрические сети», установлен Комитетом Тульской области по тарифам на 2023 год в сумме 312 840,11 тыс. руб. и представлен в таблице ниже.

Таблица 12 – Базовый уровень операционных расходов АО «ТГЭС», установленный на 2023 год долгосрочного периода регулирования 2023-2027 гг., тыс. руб.

№ п/п	Статьи расходов	Утвержденный базовый уровень на 2023 год
1	2	3
1.	Материальные затраты	35 833,90
1.1.	Сырье и материалы	19 889,65
1.2.	Работы и услуги производственного характера	15 944,25
2.	Расходы на оплату труда	164 758,34
3.	Прочие расходы, всего, в том числе:	112 247,87

№ п/п	Статьи расходов	Утвержденный базовый уровень на 2023 год
1	2	3
3.1.	Ремонт основных фондов	49 051,92
3.2.	Работы и услуги сторонних организаций	60 455,33
3.2.1.	Услуги связи и передачи данных	3 330,21
3.2.2.	Услуги охраны и коммунального хозяйства	14 906,81
3.2.3.	Юридические и информационные услуги	2 847,76
3.2.4.	Аудиторские и консультационные услуги	351,20
3.2.5.	Транспортные услуги	0,00
3.2.6.	Прочие услуги сторонних организаций	39 019,35
3.3.	Расходы на командировки и представительские	60,44
3.4.	Расходы на подготовку кадров	256,08
3.5.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	2 039,46
3.6.	Расходы на страхование	384,64
	Операционные расходы, всего	312 840,11

По расчету экспертной группы операционные расходы АО «ТГЭС» в 2024 году составят 334 109,79 тыс. руб.

Расчет произведен исходя из базового уровня операционных расходов, установленного на начало второго периода регулирования, и коэффициента индексации - в соответствии с формулой п. 19 Методических указаний № 228-э.

Значения долгосрочных параметров регулирования АО «ТГЭС» и планируемые значения параметров расчета тарифов определены экспертной группой на основании следующих показателей:

1. Базовый уровень операционных расходов АО «ТГЭС» установлен в составе долгосрочных параметров регулирования на начало долгосрочного периода регулирования в сумме 312 840,11 тыс. руб.

2. Индекс эффективности операционных расходов АО «ТГЭС» установлен в составе долгосрочных параметров регулирования размере 1 %.

3. Индекс потребительских цен на 2024 год (7,2 %) определен в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ на 2024 год и плановый период 2025-2026 годов от 22 сентября 2023 года.

4. Коэффициент эластичности операционных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, устанавливается равным 0,75 в соответствии с пунктом 13 Методических указаний № 228-э.

5. Планируемый объем условных единиц по линиям электропередачи и оборудованию на 2024 год определен АО «ТГЭС» в размере 22 478,63 у.е.

Индекс изменения количества активов рассчитан АО «ТГЭС» исходя из планируемого на 2024 год объема условных единиц и объема условных единиц, учтенного при регулировании в 2023 году и составляющего 22 718,78 у.е.

В связи с изменениями в Методические указания № 228-э, внесенными приказом ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23, индекс изменения количества

активов должен быть рассчитан исходя из соотношения среднегодового количества условных единиц.

В соответствии с дополнительным запросом АО «ТГЭС» представлены расчеты объемов условных единиц за каждый месяц 2023-2024 годов. По данным АО «ТГЭС» ожидаемый в 2023 году среднегодовой объем условных единиц составляет 22 254,74 у.е., планируемый на 2024 год – 22 439,88 у.е. Следует отметить, что в расчете условных единиц АО «ТГЭС» учтены условные единицы по двум подстанциям высокого уровня напряжения и среднего напряжения первого уровня и их оборудованию. Поскольку эти объекты сдаются в аренду и не участвуют в деятельности по передаче электрической энергии, осуществляемой АО «ТГЭС», экспертной группой исключены из расчета объемы условных единиц по этим подстанциям и их оборудованию. Также экспертной группой не учитывались условные единицы по объектам, вводимым в декабре соответствующего года поскольку объем условных единиц в соответствии с Методическими указаниями № 228-э определяется на последнее число регулируемого периода без учета месяца ввода (на 31 декабря соответствующего года без учета ввода за декабрь). По расчету экспертной группы среднегодовой объем оборудования АО «ТГЭС» в условных единицах составляет: ожидаемый в 2023 году – 21 983,25 у.е., планируемый на 2024 год – 22 168,54 у.е.

По расчету экспертной группы индекс изменения количества активов при расчете величины операционных расходов на 2024 год составит 1,068.

Таблица 13 – Скорректированные операционные расходы на 2024 год по расчету АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы

№ п/п	Параметры расчета	2024 По данным АО ТГЭС	2024 По расчету экспертной группы
1	2	3	4
1.	Индекс потребительских цен (ИПЦ), %	7,2 %	7,2 %
2.	Индекс эффективности операционных расходов, %	1%	1%
3.	Количество активов (У.Е.) 2023 год	22 718,78	21 983,25
4.	Количество активов (У.Е.) 2024 год	22 478,63	22 168,54
5.	Коэффициент эластичности ОР	0,75	0,75
6.	Индекс изменения количества активов, %	-0,79 %	0,632 %
7.	Коэффициент индексации	1,052866	1,067989
8.	Базовый уровень операционных расходов в 2023 году	312 840,11	312 840,11
9.	Итого скорректированные подконтрольные расходы	329 378,79	334 109,79

По расчету экспертной группы скорректированные операционные расходы АО «ТГЭС» в 2024 году составят 334 109,79 тыс. руб.

Экспертиза расчетов расходов АО «Тульские городские электрические сети», включаемых в необходимую валовую выручку в

объеме, определяемом регулирующими органами (неподконтрольных расходов), на 2024 год

В соответствии с уточненным предложением об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год (письмо от 27.09.2023 г. № 03-16/7962) планируемые АО «ТГЭС» на 2024 год неподконтрольные расходы составляют 174 365,05 тыс. руб.

Неподконтрольные расходы на 2023 год утверждены Комитетом в сумме 160 148,76 тыс. руб.

Ожидаемые в 2023 году неподконтрольные расходы по расчету АО «ТГЭС» составляют 148 738,21 тыс. руб.

Состав неподконтрольных расходов для организаций, регулирование которых производится с применением метода доходности инвестированного капитала, установлен п. 20 Методических указаний № 228-э (в редакции приказа ФАС России от 20.07.2023 г. № 485/23).

«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) расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемой деятельности в сфере электроэнергетики, определяемые в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования, 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, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее - ЕНЭС), в случае, если собственник объектов электросетевого хозяйства является единственным потребителем услуг по передаче электрической энергии, оказываемых с использованием указанных объектов электросетевого хозяйства, а также если указанные объекты учтены в базе инвестированного капитала прочих сетевых организаций;

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

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.

Анализ скорректированных неподконтрольных расходов на 2024 г. по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы представлен в таблице ниже.

Таблица 14 Скорректированные неподконтрольные расходы на 2024 тыс. руб.

Показатели	2024 предложение ТГЭС	2024 экспертная группа
Аренда	160,09	160,09
Налоги, всего	54 046,13	54 031,33
Плата за землю	1 489,19	1 489,19
Налог на имущество	52 247,18	48 957,92
Прочие налоги и сборы	309,76	294,96
Отчисления на социальные нужды	51 033,10	52 131,86
Налог на прибыль	43 196,85	43 196,85
Выпадающие по ТП	25 928,89	16 219,69
Неподконтрольные расходы, всего	174 365,05	165 739,81

Далее представлено обоснование расчета экспертной группы по каждой статье неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» в 2024 гг.

Плата за аренду имущества

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2024 году на аренду имущества составят 160,09 тыс. руб. Расходы планируются на уровне фактических расходов 2022 года. В качестве обоснования представлены действующие договоры аренды земельных участков. Реестр договоров аренды земельных участков представлен в таблице 4 экспертного заключения.

Экспертная группа принимает плановые экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на аренду в 2022 году в размере 160,09 тыс. руб.

Налоги

В составе планируемых на 2024 год расходов на налоги учитываются:

- 1) Земельный налог.
- 2) Налог на имущество.
- 3) Прочие налоги и сборы (транспортный налог, экологические платежи)

Земельный налог

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2024 году на уплату земельного налога составят 1 489,19 тыс. руб. Расходы планируются на уровне фактических расходов 2022 года. В качестве обоснования расходов представлены:

расчет платы за землю АО «ТГЭС» на 2024 год;
справка-расчет земельного налога за 2022 год;
выписки из бухгалтерского учета: анализы счетов 20 и 23 за 2022 год в части земельного налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии.

Представленными документами подтверждена фактическая сумма земельного налога, относящаяся на деятельность по передаче электрической энергии, составляющая 1 489,19 тыс. руб.

Планируемые АО «ТГЭС» на 2024 расходы на уплату земельного налога являются экономически обоснованными в сумме 1489,19 тыс. руб.

Налог на имущество

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2024 году на уплату налога на имущество составят 52 247,18 тыс. руб.

В качестве обоснования затрат по налогу на имущество на 2023 год АО «ТГЭС» представлены:

расчет налога на имущество на 2024 год;
налоговые декларации по налогу на имущество за 2022 год;
выписки из бухгалтерского учета: анализы счетов 20 и 23 за 2022 год в части налога на имущество, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии.

Расчет налога на имущество произведен АО «ТГЭС» исходя из остаточной стоимости основных средств на конец 2022 года с учетом вводов по инвестиционной программе и начисляемой амортизации, в доле, относимой на передачу электрической энергии.

По мнению экспертной группы, расходы АО «ТГЭС» на уплату налога на имущество в 2024 году являются экономически обоснованными в размере 52 247,18 тыс. руб.

Прочие налоги и сборы

В состав расходов на уплату прочих налогов и сборов включаются затраты на уплату транспортного налога и плата за негативное воздействие на окружающую среду.

АО «ТГЭС» на 2024 год расходы на прочие налоги планируются в сумме 309,76 тыс. руб., в том числе:

транспортный налог – 308,91 тыс. руб.;

экологические платежи – 0,85 тыс. руб.

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

расчет транспортного налога АО «ТГЭС» на 2024 год;
справка-расчет по транспортному налогу за 2022 год с указанием наименований и регистрационных знаков автотранспортных средств, дат постановки на учет и снятия с учета, налоговой базы, ставок налога и сумм налога в 2022 году;

выписки из бухгалтерского учета: анализы счетов 20 и 23 за 2022 год в части транспортного налога, отнесенного на оказание услуг по передаче электрической энергии.

По расчету АО «ТГЭС» расходы на уплату транспортного налога в 2024 году составят 308,91 тыс. руб. Расчет произведен с учетом планируемого приобретения транспортных средств в 2023 и в 2024 гг.

Следует отметить, что анализ представленной справки-расчета транспортного налога за 2022 год показал, что количество выбывших автотранспортных средств в 2022 году превысило количество приобретенных. В представленном расчете отсутствует информация о возможном выбытии в 2023-2024 гг. автотранспортных средств, имеющих существенный износ.

По мнению экспертной группы, транспортный налог может быть учтен в составе неподконтрольных расходов в 2024 году в сумме фактического налога 2022 года, отнесенного на деятельность по передаче электрической энергии, составляющей 294,34 тыс. руб., что ниже расходов, заявленных АО «ТГЭС» на 14,57 тыс. руб.

По расчету АО «ТГЭС» плата за негативное воздействие на окружающую среду в 2024 году составит 0,845 тыс. руб. Расчет произведен исходя из платы, предусмотренной декларацией за 2021 год, с учетом применения коэффициентов 1,26 на 2023 год и 1,26 на 2024 год. В расчете указано, что коэффициент 1,26 применен на основании Постановления Правительства РФ 20 от 20.03.2023 г. № 437. Следует отметить, что коэффициент 1,26 в 2023 году применяется к ставкам платы, установленным на 2018 год. АО «ТГЭС» ставки платы применены к плате на 2021 год, на который был установлен коэффициент 1,08. Расчет платы за негативное воздействие на окружающую среду произведен исходя из платы за 2021 год, деленной на коэффициент 1,08 и умноженной на коэффициент 1,26. По расчету экспертной группы плата за негативное воздействие на окружающую среду в 2024 году составит 0,62 тыс. руб., что ниже заявленной суммы на 0,23 тыс. руб.

По расчету экспертной группы расходы на прочие налоги в 2024 году составят 294,96 тыс. руб., что ниже расходов по расчету АО «ТГЭС» на 14,8 тыс. руб.

Отчисления на социальные нужды

По расчету отчисления на социальные нужды в 2024 году составят 51 033,10 тыс. руб. Экспертная группа на 2022 г. осуществила собственный расчет отчислений на социальные нужды АО «ТГЭС» исходя из фактической доли отчислений за 2022 г. (по данным раздельного учета - 29,627%) и плановых объемов расходов на оплату труда на 2024 г. (175 960,09 тыс. руб.).

По расчету экспертной группы расходы АО «ТГЭС» на отчисления на социальные нужды в 2024 году составят 52 131,86 тыс. руб., что выше расходов по расчету АО «ТГЭС» на 1 098,76 тыс. руб.

Налог на прибыль

По расчету ФО «ТГЭС» расходы по статье «Налог на прибыль» на 2024 год составят 43 196,85 тыс. руб.

В соответствии с п. 20 Основ ценообразования (в редакции Постановления Правительства РФ от 31.08.2023 № 1416):

«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 настоящего документа.

При установлении регулируемых цен (тарифов) учитывается величина исчисленного за налоговый период (год) налога на прибыль организаций, которая относится к регулируемым видам деятельности. 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».

Фактический налог на прибыль АО «ТГЭС» за 2022 год от деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению составил 43 196,85 тыс. руб.

Экспертная группа считает, что в составе планируемых расходов на 2024 год может быть учтена величина фактического налога на прибыль за 2022 год в сумме 43 196,85 тыс. руб.

Плановые выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей

По расчету АО «ТГЭС» выпадающие доходы от технологического присоединения льготных категорий заявителей в 2024 году составят 25 928,89 тыс. руб.

Экспертная группа определила величину плановых выпадающих доходов, связанных с технологическим присоединением льготных категорий потребителей, мощность которых, не превышает 15 кВт включительно, на 2024 год в размере 16 219,69 тыс. руб., что ниже расходов, планируемых АО «ТГЭС» на 9 709,20 тыс. руб.

По расчетам экспертной группы скорректированные неподконтрольные расходы АО «ТГЭС» в 2024 году составят 165 739,81 тыс. руб., что меньше расходов, заявленных АО «ТГЭС», на 8 625,24 тыс. руб.

Затраты по договорам технологического присоединения с «ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» за 2024 г.

Расходы по данной статье заявлены АО «ТГЭС» в размере 18,44 тыс. руб.

Расходы учтены по договору, по которому акт об осуществлении технологического присоединения за 2022 составлен на сумму 18,44 тыс. руб.

Затраты по договору технологического присоединения с «ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» закрытому в 2022 году определены экспертной группой в размере 18,44 тыс. руб.

Расчет экономии от снижения технологических потерь

По расчету АО «ТГЭС» 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 составляет 274 166,29 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 158 940,02 тыс. руб.;

2) размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в году $j-2$ (в нашем случае – 2022 год), подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации 115 226,07 тыс. руб.

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, учитывается 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) размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной сетевой организацией в соответствии с пунктом 34(1) настоящего документа ($\Delta \text{ЭП}_j$), определяется в течение периода регулирования для года j исходя из данных за год, относящийся к долгосрочному периоду регулирования, который наступил

позднее долгосрочного периода регулирования, в который входит 2019 год, и рассчитывается по формуле:

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

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, подлежащей 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

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

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 40¹ или пунктом 38¹ настоящего документа для долгосрочного периода регулирования, к которому относится 2019 год, и следующих за ним долгосрочных периодов регулирования, но не ранее долгосрочного периода регулирования, к которому относится год, предшествующий на 10 лет году j , за который определяется экономия;

N_j^{ycm} - 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 40¹ или пунктом 38¹ настоящего документа 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);

$ЦП_j$ - прогнозная средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при

ее передаче по электрическим сетям, определяемая в соответствии с пунктом 81 настоящего документа (руб./кВт ч).»

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

$$\Delta ЭП_{j-2} = \max(0; N_{j-2}^{ycm} \times W_{oc\ j-2} - П_{\phi\ j-2}) \times ЦП_{j-2},$$

где:

N_{j-2}^{ycm} - 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 40¹ или пунктом 38¹ настоящего документа в процентах величины суммарного отпуска в сеть сетевой организации для года $j-2$;

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

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

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

По данным 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 158 940,23 тыс. руб. Расчет размера экономии, подлежащей включению в НВВ в течение 10 лет, по расчету экспертной группы на 2024 год представлен в таблице ниже.

Таблица 15 – Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной АО «ТГЭС» в предыдущем ДПР, подлежащей учету в НВВ до истечения 10 лет, по расчету экспертной группы на 2024 год.

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	По расчету экспертной группы на 2024 год
1	2	3	5
1.	Максимальное значение уровня потерь (N)	%	14,09 %
2.	Уровень потерь, установленный на долгосрочный период регулирования	%	11,08 %
3.	Прогнозная величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации	млн.кВт.ч	1 169,23

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	По расчету экспертной группы на 2024 год
1	2	3	5
4.	Прогнозная средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	руб./МВт.ч	4 254,13
5.	Размер экономии от снижения потерь (ΔЭП'j)	тыс. руб.	149 718,83

Экспертной группой 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, рассчитан с учетом установленного на 2024 год уровня потерь электрической энергии и прогнозных средневзвешенных цен покупки электрической энергии на 2024 год. По расчету экспертной группы размер экономии, подлежащей включению в НВВ в течение 10 лет, в 2024 году составляет 149 718,83 тыс. руб.

По расчету АО «ТГЭС» размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в 2022 году, подлежащий сохранению в необходимой валовой выручке сетевой организации на 2024 год, составляет 115 226,10 тыс. руб. Расчет представлен в таблице ниже.

Таблица 16 – Размер экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, полученной в 2022 году, включаемый в необходимую валовую выручку 2024 года.

Наименование	ед.изм.	2022 год по расчету экспертной группы
Уровень потерь, установленный на долгосрочный период регулирования	%	14,09%
Фактическая величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации в году i-2	млн.кВт.ч	1 167,5
фактический уровень потерь	%	10,95%
Фактический объем потерь электрической энергии	млн.кВт.ч	127,84
Фактически сложившаяся за год i-2 средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	руб./МВт.ч	3 143,08
Размер экономии потерь	млн.кВт.ч	36,66
Дельта норматива потерь	%	3,1%
Размер экономии от снижения потерь (ΔЭпi)	тыс. руб.	115 226,07

По расчету экспертной группы экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная в 2022 году, учитывается в необходимой валовой выручке АО «ТГЭС» в 2024 году в сумме 115 226,07 тыс. руб.

По расчету экспертной группы общая сумма экономии расходов на оплату потерь электрической энергии, подлежащая включению в

необходимую валовую выручку ФО «ТГЭС» на передачу электрической энергии на 2024 год составляет 264 944,90 тыс. руб.

Расчет возврата инвестированного капитала на 2024 год

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины возврата инвестированного капитала АО «ТГЭС» на 2024 г. с учетом:

- долгосрочных параметров регулирования, установленных для «ТГЭС»;
- положений и формул Методических указаний;
- фактических и плановых показателей реализации инвестиционной программы АО «ТГЭС»;
- выбытия объектов их базы инвестированного капитала до окончания срока использования.

Возврат «нового» капитала, или базы инвестированного капитала, рассчитывается по формуле:

$$BK_i = \frac{ПИК_i}{СВК}$$

где:

ПИК_i - первоначальная стоимость базы инвестированного капитала, инвестированного после перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, определяемая на начало расчетного года *i* в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета;

СВК - срок возврата инвестированного капитала, определяемый в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета.

Расчет первоначальной и остаточной стоимости «нового» капитала произведен в таблице 4 настоящего экспертного заключения.

Возврат «нового» капитала осуществляется путем деления первоначальной стоимости «нового» на срок возврата инвестированного капитала, составляющий 35 лет.

Первоначальная стоимость «нового» капитала на начало 2024 года составляет 3 442 848,94 тыс. руб.

По расчету экспертной группы возврат капитала в 2024 году составит 98 367,11 тыс. руб.

Расчет дохода на инвестированный капитал на 2024 год

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины дохода на инвестированный капитал АО «ТГЭС» на 2024 год с учетом:

- долгосрочных параметров регулирования, установленных для АО «ТГЭС»;
- положений и формул Методических указаний;

- плановых и фактических показателей реализации инвестиционной программ АО «ТГЭС»;
- выбытия объектов их базы инвестированного капитала до окончания срока использования.

В необходимую валовую выручку регулируемой организации во втором и последующих долгосрочных периодах регулирования включается доход на инвестированный капитал, рассчитанный по следующей формуле:

$$ДК_i = (ОИК_i + ЧОК_i) \times НД_i$$

где:

ОИК_i - остаточная стоимость базы инвестированного капитала, определяемая на начало расчетного года *i* в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета;

НД_i - норма доходности капитала, созданного после перехода к регулированию методом доходности инвестированного капитала, устанавливаемая в соответствии с правилами расчета нормы доходности инвестированного капитала на год *i* долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с п. 36 Основ ценообразования:

В необходимую валовую выручку организации, осуществляющей регулируемую деятельность, включается доход на инвестированный капитал, равный произведению нормы доходности инвестированного капитала на сумму базы инвестированного капитала в соответствующем году долгосрочного периода регулирования, уменьшенную на величину возврата инвестированного капитала.

Расчет первоначальной и остаточной стоимости «нового» капитала произведен в таблице 4 настоящего экспертного заключения. Остаточная стоимость «нового» капитала на начало 2024 года составляет 2 952 399,51 тыс. руб. Доход на «новый» капитал в 2024 году составит 324 763,95 тыс. руб.

По расчету экспертной группы доход на инвестированный капитал в 2024 году составит 324 763,95 тыс. руб.

Расчетная предпринимательская прибыль

По расчету АО «ТГЭС» расчетная предпринимательская прибыль в 2024 году составит 79 566,08 тыс. руб.

Для организаций, регулирование которых осуществляется с применением метода доходности инвестированного капитала, расчетная предпринимательская прибыль не включается в необходимую валовую выручку на содержание электрических сетей. Расходы из прибыли осуществляются за счет дохода на инвестированный капитал.

По мнению экспертной группы, расчетная предпринимательская прибыль учитывается в составе расчетной величины дохода на инвестированный капитал.

Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2024 год

Расчет затрат на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2024 год представлен в таблице ниже.

Таблица 17 – Расчет расходов на компенсацию потерь АО «ТГЭС» на 2024 год

Показатели	Ед. изм.	Год
Планируемый объем отпуска электрической энергии в сеть Поступление в сеть	млн.кВт.ч	1 169,23
Уровень потерь электрической энергии	%	11,08%
Потери электрической энергии в сетях АО «ТГЭС»	млн.кВт.ч	129,55
Цена покупки электрической энергии	руб./МВт.ч	4254,13
Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода электроэнергии (потерь)	Тыс. руб.	551 124,51

По расчету экспертной группы необходимая валовая выручка АО «ТГЭС» на оплату технологического расхода электроэнергии в 2024 году составят 551 124,51 тыс. руб.

Сводный экспертный расчет необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2024

На основании проведенного анализа предоставленных материалов и осуществленных расчетов, экспертная группа осуществила сводный экспертный расчет необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2024 год, который представлен в таблице ниже.

Таблица 18 Сводный экспертный расчет НВВ АО «ТГЭС» на 2024 г.

№	Показатели	Утверждено на 2023 г.	Заявка АО "ТГЭС" на 2024 г.	Расчет экспертной группы на 2024 г.	Изменение НВВ 2024 эксп. групп./ НВВ 2023	Изменение НВВ эксп. групп. 2024 / НВВ 2024 заявка
1	Необходимая валовая выручка на содержание (собственная)	875 469,93	1 085 818,77	985 923,67	1,13	0,91
1.1	Операционные расходы	312 840,11	329 378,79	334 109,79	1,07	1,01
1.2	Неподконтрольные расходы	160 148,76	174 365,05	165 739,81	1,03	0,95
1.3	Возврат инвестированного капитала	86 758,70	99 274,66	98 367,11	1,13	0,99
1.4	Доход на инвестированный капитал	289 699,74	327 815,18	324 763,95	1,12	0,99
1.5	Величина компенсации выпадающих/излишне полученных доходов	-189 351,46	-206 818,12	-210 072,72	1,11	1,02
1.6	Корректировка по надежности и качеству	7 628,40	8 052,39	8 052,39	1,06	1,00
1.7	Корректировка по исполнению инвестиционной программы	0,00	0,00	0,00	-	-
1.8	Расчетная предпринимательская прибыль	0,00	79 566,08	0,00	-	0,00
1.9	Выпадающие от ДТП с ПАО "МРСК Центр и Приволжье"	74,11	18,44	18,44	0,25	1,00
1.10	Экономия от снижения объема технологического расхода электроэнергии (потерь)	207 671,57	274 166,29	264 944,90	1,28	0,97
1.11	Изменение необходимой валовой выручки, производимое в целях сглаживания	0,00	0,00	0,00	-	-
2	Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода электроэнергии (потерь)	533 396,09	585 069,01	551 124,51	1,03	0,94
3	Необходимая валовая выручка всего	1 408 866,02	1 670 887,78	1 537 048,18	1,09	0,92

**Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии
для АО «Тульские городские электрические сети»
на 2024 г. (2023-2027 г. г.)**

	Ед. изм.	1 полугодие	2 полугодие
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	454 099,96	454 099,96
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	539,64	520,35
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,47869	1,47808