

**ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА № 53
заседания Правления комитета
Тульской области по тарифам,
прошедшего в формате видеоконференцсвязи**

23 декабря 2021 года

ПРЕДСЕДАТЕЛЬСТВОВАЛ:

**Председатель комитета Тульской области по тарифам
Д.А. Васин**

Присутствовали:

Денисова Е.В. – заместитель председателя комитета
Войтицкая Т.В. – начальник отдела комитета
Маловинский Е.В. – начальник отдела комитета
Кречетова Е.В. – начальник отдела комитета
Фаткина М.Г. – начальник отдела анализа товарных рынков
Управления федеральной антимонопольной службы по
Тульской области
Коновалов А.П. – представитель Ассоциации «НП «Совет
рынка»

От аппарата комитета: Филимонова И.В., Карсеева Г.В., Шалик С.В., Катаева Ю.Ю.

Приглашенные на заседание:

Уварова Е.В. – директор ГКУ ТО «Экспертиза»;
Власенко М.Л. – представитель ГКУ ТО «Экспертиза»;
Шашок Л.А. – представитель ГКУ ТО «Экспертиза»;
Паршина М.В. – представитель ООО Аудиторской фирмы «ОСБИ-М»;
Яворский В.К. – представитель ООО Аудиторской фирмы «ОСБИ-М»;
Давыдов Э.В. – представитель филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»;
Воронкова Ю.О. – представитель ГКУ ТО «Экспертиза»

Повестка дня

1. Об установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии на территории Тульской области на 2022 год:
 - 1.1 АО «ТНС энерго Тула» – докладчик Филимонова И.В.;
 - 1.2 ООО «Алексинэнергосбыт» – докладчик Филимонова И.В.;
 - 1.3 ООО «Гарантирующий поставщик и специализированный застройщик Новомосковская энергосбытовая компания» – докладчик Шалик С.В.;
2. Об установлении стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2022 год - докладчик Маловинский Е.В.;
3. Об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2022 год для сетевых организаций Тульской области - докладчик Маловинский Е.В.;
4. 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 2022 год (по списку):
докладчик Филимонова И.В.:
 - 4.1 АО «Алексинская электросетевая компания»;
 - 4.2 ООО «ТОЗ-Энерго»;
 - 4.3 ЗАО «Узловский машиностроительный завод»;
 - 4.4 ООО «Энерго-Сеть»;

докладчик Шалик С.В.:

- 4.5 ООО «Промэнергосбыт»;
- 4.6 ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области;
- 4.7 АО «Октава»;
- 4.8 ООО «ПромТехноПарк»;
- 4.9 АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова»;
- 4.10 ООО «Энерго Холдинг».

докладчик Шашок Л.А.:

- 4.11 ООО «Солерс»;
- 4.12 ООО «Энергосеть»;
- 4.13 АО «Пластик»;
- 4.14 ООО «КС-Энерго»;
- 4.15 АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод»;
- 4.16 АО «Акционерная компания «Туламашзавод»;
- 4.17 ООО «Профэнерго»;
- 4.18 ООО «ТранзитЭнерго»;

докладчик Карсеева Г.В.:

- 4.19 ООО «Зернопродукт»;
- 4.20 АО «Щекиноазот»;
- 4.21 АО «Комбайнмашстрой»;
- 4.22 АО «Технопарк»;
- 4.23 Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - «Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры»;
- 4.24 Центральный филиал ООО «Газпром энерго»;
- 4.25 ОАО «Щекинская городская электросеть»;
- 4.26 Московская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго филиал ОАО «РЖД»;
- 4.27 Филиал Волго-Вятский АО «Оборонэнерго»;
- 4.28 ООО «Ин-Групп Энерго».

5. О корректировке необходимой валовой выручки для электросетевых организаций, в отношении которых применяется метод доходности инвестированного капитала, на 2022 год для АО «Тульские городские электрические сети» и утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» и сетевой организацией АО «Тульские городские электрические сети» – докладчик Шалик С.В.;

6. О корректировке необходимой валовой выручки для электросетевых организаций, в отношении которых применяется метод доходности инвестированного капитала, на 2022 год для филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» – докладчик Катаева Ю.Ю.;

7. Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электроэнергии по сетям Тульской области и утверждении тарифов на услуги по передаче электроэнергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей, на 2022 год – докладчик Маловинский Е.В.

2. Об установлении стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2022 год

**Васин Д.А., Денисова Е.В., Войтицкая Т.В., Маловинский Е.В., Кречетова Е.В.,
Коновалов А.П.**

Слушали Маловинского Е.В., который доложил об установлении стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2022 год.

Стандартизированные тарифные ставки на 2022 год

№ п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки	Единица измерения
1	C 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 проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	21 300,30	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 сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	20 776,41	
1.1	C _{1.1}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, для постоянной схемы электроснабжения	6 284,79	
1.2.1	C _{1.2.1}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения Заявителям, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	15 015,51	
1.2.2	C _{1.2.2}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	14 491,62	

2	C 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 проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для временной схемы электроснабжения	21 300,30	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 сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, указанным в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для временной схемы электроснабжения	20 776,41	
2.1	C _{1.1}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, для временной схемы электроснабжения	6 284,79	
2.2	C _{1.2.1}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения Заявителям, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для временной схемы электроснабжения	15 015,51	
2.3	C _{1.2.2}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для временной схемы электроснабжения	14 491,62	
Для территорий городских населенных пунктов				
3	C _{город, 0,4 кВ и ниже 2.3.2.3.1.1}	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	503 743,75	рублей/км (без НДС)
4	C _{город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.4.1.1}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	1 370 910,62	
5	C _{город, 1–20 кВ 2.3.1.4.1.1}		3 269 501,67	
6	C _{город, 0,4 кВ и ниже 2.3.1.4.2.1}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм	1 364 641,59	

7	С _{город,1–20 кВ} 2.3.1.4.2.1	включительно одноцепные	2 439 427,53	рублей/км (без НДС)
8	С _{город,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	1 151 844,23	
9	С _{город,1–10 кВ} 3.1.2.1.1.1		1 644 054,41	
10	С _{город,0,4 кВ и ниже} 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	1 501 993,95	
11	С _{город,1–10 кВ} 3.1.2.1.2.1		1 238 086,19	
12	С _{город,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	1 523 555,61	
13	С _{город,1–10 кВ} 3.1.2.1.3.1		1 743 814,78	
14	С _{город,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	4 050 503,41	
15	С _{город,0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	1 790 068,44	
16	С _{город,0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	1 477 761,16	
17	С _{город,1–10 кВ} 3.1.2.2.1.1		2 183 041,38	
18	С _{город,0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	1 944 268,54	
19	С _{город,1–10 кВ} 3.1.2.2.2.1		2 119 055,00	
20	С _{город,0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 363 097,36	
21	С _{город,1–10 кВ} 3.1.2.2.3.1		2 606 100,15	
22	С _{город,1–10 кВ} 3.1.2.2.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	2 933 254,11	
23	С _{город,0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 589 193,18	
24	С _{город,1–10 кВ} 3.1.2.2.4.1		3 578 237,63	

25	С _{город,1–10 кВ 3.1.2.2.4.2}	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	5 816 332,15	
26	С _{город,0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.1.1}	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	4 100 640,98	
27	С _{город,0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.1.2}	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	9 308 333,20	
28	С _{город,0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.2.1}	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	5 520 484,28	
29	С _{город,0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.2.2}	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	10 136 039,27	
30	С _{город,0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.3.1}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	5 890 690,92	
31	С _{город,0,4 кВ и ниже 3.6.2.1.3.2}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	10 919 768,73	
32	С _{город,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	11 784 074,75	
33	С _{город,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	9 216 231,98	
34	С _{город,1–10 кВ 3.6.1.1.3.1}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	5 533 073,94	

35	С _{город,1-10 кВ 3.6.2.2.3.1}	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	5 151 870,85	
36	С _{город,04 кВ и ниже 3.6.2.2.3.1}	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	8 435 867,72	
37	С _{город,1-10 кВ 3.6.2.2.3.1}		6 127 790,42	
38	С _{город,04 кВ и ниже 3.6.2.2.3.2}	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	11 175 687,64	
39	С _{город,1-10 кВ 3.6.2.2.3.2}		9 973 362,02	
40	С _{город,04 кВ и ниже 3.6.2.2.3.3}	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	16 461 088,86	
41	С _{город,0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.4.1}	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	7 851 530,43	
42	С _{город,1-10 кВ 3.6.2.2.4.1}		6 908 685,54	
43	С _{город,0,4 кВ и ниже 3.6.2.2.4.2}	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	12 176 299,32	
44	С _{город,1-10 кВ 4.2.3}	линейные разъединители номинальным током от 250 до 500, а включительно	29 875,82	рублей/шт (без НДС)
45	С _{город,6/0,4 кВ 5.1.1.1}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	16 328,69	рублей/кВт (без НДС)
46	С _{город,10/0,4 кВ 5.1.1.1}		8 510,50	
47	С _{город,6/0,4 кВ 5.1.2.1}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	6 359,14	
48	С _{город,6/0,4 кВ 5.1.2.2}	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	15 366,54	
49	С _{город,10/0,4 кВ 5.1.2.2}		13 745,02	

50	С _{город,6/0,4 кВ} 5.1.3.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	9 070,04	
51	С _{город,10/0,4 кВ} 5.1.3.2		4 703,44	
52	С _{город,6/0,4 кВ} 5.1.4.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	4 045,75	
53	С _{город,10/0,4 кВ} 5.1.4.2		6 722,46	
54	С _{город,6/0,4 кВ} 5.1.5.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	4 076,45	
55	С _{город,6/0,4 кВ} 5.1.3.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	16 137,11	
56	С _{город,10/0,4 кВ} 5.1.3.3		11 375,05	
57	С _{город,6/0,4 кВ} 5.1.4.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно блочного типа	6 103,70	
58	С _{город,6/0,4 кВ} 5.1.5.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно блочного типа	5 635,12	
59	С _{город,6/0,4 кВ} 5.2.3.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	22 190,47	
60	С _{город,10/0,4 кВ} 5.2.3.3		19 042,42	
61	С _{город,6/0,4 кВ} 5.2.4.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно блочного типа	27 628,08	
62	С _{город,10/0,4 кВ} 5.2.4.3		12 018,66	
63	С _{город,6/0,4 кВ} 5.2.5.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно блочного типа	27 382,76	
64	С _{город,10/0,4 кВ} 5.2.5.3		13 155,01	
65	С _{город,0,4 кВ и ниже} 8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	13 164,61	рублей за точку учета (без НДС)
66	С _{город,0,4 кВ и ниже} 8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	21 509,11	
67	С _{город,0,4 кВ и ниже} 8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	20 242,73	

Для территорий, не относящихся к территориям городских населенных пунктов				
68	С _{не город, 0,4 кВ и ниже} 2.3.1.4.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	1 899 996,24	рублей/км (без НДС)
69	С _{не город, 1–20 кВ} 2.3.1.4.1.1		2 995 129,52	
70	С _{не город, 0,4 кВ и ниже} 2.3.1.4.2.1		1 801 382,06	
71	С _{не город, 1–20 кВ} 2.3.1.4.2.1		2 337 166,14	
72	С _{не город, 1–10 кВ} 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	2 727 095,83	рублей/км (без НДС)
73	С _{не город, 0,4 кВ и ниже} 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	1 849 035,61	
74	С _{не город, 1–10 кВ} 3.1.2.1.2.1		1 764 705,86	
75	С _{не город, 0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	3 014 701,17	
76	С _{не город, 1–10 кВ} 3.1.1.2.2.1	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 571 336,64	
77	С _{не город, 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	2 048 801,87	
78	С _{не город, 1–10 кВ} 3.1.2.1.3.1		2 551 219,52	
79	С _{не город, 0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 096 970,33	
80	С _{не город, 1–10 кВ} 3.1.2.2.2.1		2 081 702,40	
81	С _{не город, 0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.2.1	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	5 617 593,12	
82	С _{не город, 1–10 кВ} 3.6.1.1.3.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой	7 705 116,02	

		изоляция сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине		
83	С _{не город, 1–10 кВ} 3.6.2.1.3.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	6 125 106,32	
84	С _{не город, 1–20 кВ} 4.2.3	линейные разъединители номинальным током от 250 до 500, а включительно	29 750,73	рублей/шт. (без НДС)
85	С _{не город, 1–20 кВ} 4.1.4	реклоузеры номинальным током от 500 до 1000, а включительно	2 242 301,36	
86	С _{не город, 6/0,4 кВ} 5.1.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	20 622,05	
87	С _{не город, 10/0,4 кВ} 5.1.1.1		16 551,50	рублей/кВт (без НДС)
88	С _{не город, 6/0,4 кВ} 5.1.2.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	10 146,25	
89	С _{не город, 10/0,4 кВ} 5.1.2.1		9 751,79	
90	С _{не город, 6/0,4 кВ} 5.1.2.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	6 016,20	
91	С _{не город, 10/0,4 кВ} 5.1.2.2		7 509,09	
92	С _{не город, 6/0,4 кВ} 5.1.3.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	4 214,31	
93	С _{не город, 10/0,4 кВ} 5.1.3.2		3 831,30	
94	С _{не город, 6/0,4 кВ} 5.1.4.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	2 454,11	
95	С _{не город, 10/0,4 кВ} 5.1.4.2		2 844,48	
96	С _{не город, 10/0,4 кВ} 5.2.3.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	20 100,89	
97	С _{не город, 6(10)/0,4 кВ} 6.1.3	распределительные однотрансформаторные подстанции мощностью от 100 до 250 кВА включительно	33 694,82	
98	С _{не город, 6(10)/0,4 кВ} 6.1.5	распределительные однотрансформаторные подстанции мощностью от 400 до 1000 кВ, а включительно	16 594,70	

99	$C_{6.2.3}^{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}$	распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 100 до 250 кВА включительно	48 564,77	
100	$C_{8.1.1}^{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	11 174,07	рублей за точку учета (без НДС)
101	$C_{8.2.1}^{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	15 298,62	
102	$C_{8.2.2}^{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	21 529,29	

Ставки за единицу максимальной мощности для случаев технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью менее 670 кВт и на уровне напряжения 20 кВ и менее на 2022 год

N п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки, рублей/кВт (без НДС)
1	$C_{\text{maxN } 1}$	ставка за 1 кВт максимальной мощности 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 проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	1 204,48
		ставка за 1 кВт максимальной мощности 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 проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	867,26
1.1	$C_{\text{maxN } 1.1}$	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, для постоянной схемы электроснабжения	266,80
1.2	$C_{\text{maxN } 1.2.1}$	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения Заявителям, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	937,68
1.3	$C_{\text{maxN } 1.2.2}$	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний	600,46

		по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	
2	$C_{\max N 1}$	ставка за 1 кВт максимальной мощности 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 проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для временной схемы электроснабжения	1 204,48
		ставка за 1 кВт максимальной мощности 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 проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для временной схемы электроснабжения	867,26
2.1	$C_{\max N 1.1}$	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, для временной схемы электроснабжения	266,80
2.2	$C_{\max N 1.2.1}$	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения Заявителям, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для временной схемы электроснабжения	937,68
2.3	$C_{\max N 1.2.2}$	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для временной схемы электроснабжения	600,46
Для территорий городских населенных пунктов			
3	$C_{\text{город}, 0,4 \text{ кВ и ниже}}_{\max N 2.3.2.3.1.1}$	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	12 761,51
4	$C_{\text{город}, 0,4 \text{ кВ и ниже}}_{\max N 2.3.1.4.1.1}$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	7 161,60
5	$C_{\text{город}, 1-20 \text{ кВ}}_{\max N 2.3.1.4.1.1}$		3 550,17
6	$C_{\text{город}, 0,4 \text{ кВ и ниже}}_{\max N 2.3.1.4.2.1}$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	5 334,73
7	$C_{\text{город}, 1-20 \text{ кВ}}_{\max N 2.3.1.4.2.1}$		7 529,99
8	$C_{\text{город}, 0,4 \text{ кВ и ниже}}_{\max N 3.1.2.1.1.1}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 434,43
9	$C_{\text{город}, 1-10 \text{ кВ}}_{\max N 3.1.2.1.1.1}$		668,00

10	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.1.2.1.2.1}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	1 704,78
11	$C_{\text{город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.1.2.1.2.1}}$		1 702,81
12	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.1.2.1.3.1}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	1 813,81
13	$C_{\text{город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.1.2.1.3.1}}$		332,42
14	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.1.2.1.3.2}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	2 954,63
15	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.1.2.1.4.1}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	1 966,76
16	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.1.2.2.1.1}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 955,52
17	$C_{\text{город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.1.2.2.1.1}}$		995,77
18	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.1.2.2.2.1}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	1 568,93
19	$C_{\text{город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.1.2.2.2.1}}$		3 703,13
20	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.1.2.2.3.1}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	4 160,70
21	$C_{\text{город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.1.2.2.3.1}}$		5 621,59
22	$C_{\text{город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.1.2.2.3.2}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	1 179,80
23	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.1.2.2.4.1}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 442,57
24	$C_{\text{город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.1.2.2.4.1}}$		3 085,53
25	$C_{\text{город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.1.2.2.4.2}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	1 098,64
26	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.1.1.1}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	7 581,02
27	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.1.1.2}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	16 109,23
28	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.1.2.1}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	6 713,95
29	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.1.2.2}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	10 555,46
30	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.1.3.1}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200	3 189,57

		квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	
31	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.1.3.2}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	12 907,88
32	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.1.4.2}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	5 766,67
33	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.1.4.3}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с тремя трубами в скважине	1 254,98
34	$C_{\text{город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.6.1.1.3.1}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	5 050,19
35	$C_{\text{город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.6.2.2.2.1}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	9 720,81
36	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.2.3.1}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	9 095,28
37	$C_{\text{город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.6.2.2.3.1}}$		5 095,10
38	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.2.3.2}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	16 053,47
39	$C_{\text{город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.6.2.2.3.2}}$		3 913,78
40	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.2.3.3}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя трубами в скважине	17 262,29
41	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.2.4.1}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	2 994,94
42	$C_{\text{город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.6.2.2.4.1}}$		1 349,35
43	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.2.4.2}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	20 013,41
44	$C_{\text{город, 1–20 кВ}}^{\text{maxN 4.2.3}}$	линейные разъединители номинальным током от 250 до 500, а включительно	206,04
45	$C_{\text{город, 6/0,4 кВ}}^{\text{maxN 5.1.1.1}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	16 328,69

46	С _{город,10/0,4 кВ} таxN 5.1.1.1		8 510,50
47	С _{город,6/0,4 кВ} таxN 5.1.2.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	6 359,14
48	С _{город,6/0,4 кВ} таxN 5.1.2.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	15 366,54
49	С _{город,10/0,4 кВ} таxN 5.1.2.2		13 745,02
50	С _{город,6/0,4 кВ} таxN 5.1.3.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	9 070,04
51	С _{город,10/0,4 кВ} таxN 5.1.3.2		4 703,44
52	С _{город,6/0,4 кВ} таxN 5.1.4.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	4 045,75
53	С _{город,10/0,4 кВ} таxN 5.1.4.2		6 722,46
54	С _{город,6/0,4 кВ} таxN 5.1.5.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	4 076,45
55	С _{город,6/0,4 кВ} таxN 5.1.3.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	16 137,11
56	С _{город,10/0,4 кВ} таxN 5.1.3.3		11 375,05
57	С _{город,6/0,4 кВ} таxN 5.1.4.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно блочного типа	6 103,70
58	С _{город,6/0,4 кВ} таxN 5.1.5.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно блочного типа	5 635,12
59	С _{город,6/0,4 кВ} таxN 5.2.3.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	22 190,47
60	С _{город,10/0,4 кВ} таxN 5.2.3.3		19 042,42
61	С _{город,6/0,4 кВ} таxN 5.2.4.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно блочного типа	27 628,08
62	С _{город,10/0,4 кВ} таxN 5.2.4.3		12 018,66
63	С _{город,6/0,4 кВ} таxN 5.2.5.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА включительно	27 382,76
64	С _{город,10/0,4 кВ} таxN 5.2.5.3		13 155,01
65	С _{город,0,4 кВ и ниже} таxN 8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	1 678,41
66	С _{город,0,4 кВ и ниже} таxN 8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	1 452,56
67	С _{город,0,4 кВ и ниже} таxN 8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	431,72
Для территорий, не относящихся к городским населенным пунктам			

68	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 2.3.1.4.1.1}}$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	11 247,39
69	$C_{\text{не город, 1–20 кВ}}^{\text{maxN 2.3.1.4.1.1}}$		9 898,50
70	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 2.3.1.4.2.1}}$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	39 613,52
71	$C_{\text{не город, 1–20 кВ}}^{\text{maxN 2.3.1.4.2.1}}$		26 446,21
72	$C_{\text{не город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.1.2.1.1.1}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	20 420,49
73	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.1.2.1.2.1}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 513,59
74	$C_{\text{не город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.1.2.1.2.1}}$		13 214,12
75	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.1.2.1.2.2}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	5 571,17
76	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.1.2.1.3.1}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	5 311,90
77	$C_{\text{не город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.1.2.1.3.1}}$		9 858,90
78	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.1.2.2.2.1}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	20 852,93
79	$C_{\text{не город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.1.2.2.2.1}}$		3 513,37
80	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{maxN 3.6.2.1.2.1}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	3 628,03
81	$C_{\text{не город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.6.1.1.3.1}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	17 450,72
82	$C_{\text{не город, 1–10 кВ}}^{\text{maxN 3.6.2.1.3.1}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	6 482,40
83	$C_{\text{не город, 1–20 кВ}}^{\text{maxN 4.2.3}}$	линейные разъединители номинальным током от 250 до 500 А включительно	509,61
84	$C_{\text{не город, 6/0,4 кВ}}^{\text{maxN 5.1.1.1}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	20 622,05
85	$C_{\text{не город, 10/0,4 кВ}}^{\text{maxN 5.1.1.1}}$		16 551,50
86	$C_{\text{не город, 6/0,4 кВ}}^{\text{maxN 5.1.2.1}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	10 146,25
87	$C_{\text{не город, 10/0,4 кВ}}^{\text{maxN 5.1.2.1}}$		9 751,79

88	$C_{\text{не город, 6/0,4 кВ}}^{\text{таxN 5.1.2.2}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	6 016,20
89	$C_{\text{не город, 10/0,4 кВ}}^{\text{таxN 5.1.2.2}}$		7 509,09
90	$C_{\text{не город, 6/0,4 кВ}}^{\text{таxN 5.1.3.2}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	4 214,31
91	$C_{\text{не город, 10/0,4 кВ}}^{\text{таxN 5.1.3.2}}$		3 831,30
92	$C_{\text{не город, 6/0,4 кВ}}^{\text{таxN 5.1.4.2}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	2 454,11
93	$C_{\text{не город, 10/0,4 кВ}}^{\text{таxN 5.1.4.2}}$		2 844,48
94	$C_{\text{не город, 10/0,4 кВ}}^{\text{таxN 5.2.3.2}}$	двухтрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	20 100,89
95	$C_{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}^{\text{6.1.3}}$	распределительные однотрансформаторные подстанции мощностью от 100 до 250 кВА включительно	33 694,82
96	$C_{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}^{\text{6.1.5}}$	распределительные однотрансформаторные подстанции мощностью от 400 до 1000 кВ А включительно	16 594,70
97	$C_{\text{не город, 6(10)/0,4 кВ}}^{\text{6.2.3}}$	распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 100 до 250 кВА включительно	48 564,77
98	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{таxN 8.1.1}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	789,06
99	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{таxN 8.2.1}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	1 028,97
100	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}^{\text{таxN 8.2.2}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	1 179,69

Формула платы за технологическое присоединение

1. Согласно техническим условиям отсутствует необходимость реализации мероприятий «последней мили»:

$$П_{\text{тп}} = C_1 + C_{8,i,t} \times q_{i,t}$$

Для случаев технологического присоединения объектов Заявителей, указанных в пунктах 12(1) и 14 Правил технологического присоединения, кроме случаев, если технологическое присоединение энергопринимающих устройств таких Заявителей осуществляется на уровне напряжения выше 0,4 кВ:

$$C_1 = C_{1.1} + C_{1.2.1} \text{ (руб. за одно присоединение)}$$

Для случаев технологического присоединения объектов Заявителей, не предусмотренных абзацем восьмым пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям:

$$C_1 = C_{1.1} + C_{1.2.2} \text{ (руб. за одно присоединение)}$$

2. Согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по прокладке воздушных линий:

$$П_{\text{тп}} = C_1 + \sum (C_{2,i,t} \times L_{2,i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

3. Согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по прокладке кабельных линий:

$$П_{\text{тп}} = C_1 + \sum (C_{3,i,t} \times L_{3,i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

4. Согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по прокладке воздушных и кабельных линий:

$$\text{Птп} = C_1 + \sum(C_{2,i,t} \times L_{2,i,t}) + \sum(C_{3,i,t} \times L_{3,i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

5. Согласно техническим условиям предусматривается мероприятие «последней мили» по строительству пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов):

$$\text{Птп} = C_1 + \sum(C_{4,i,t} \times Q_{4,i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

6. Согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» согласно пп. 4, 5, а также мероприятия «последней мили» по строительству трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ, распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ и на строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС):

$$\text{Птп} = C_1 + \sum(C_{2,i,t} \times L_{2,i,t}) + \sum(C_{3,i,t} \times L_{3,i,t}) + \sum(C_{4,i,t} \times Q_{4,i,t}) + \sum(C_{5,i,t}; C_{6,i,t}; C_{7,i,t} \times N_{i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t} \text{ (руб.)}$$

7. Если согласно техническим условиям срок выполнения мероприятий по технологическому присоединению предусмотрен на период больше одного года, то стоимость мероприятий, учитываемых в плате, рассчитанной в год подачи заявки, индексируется следующим образом:

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, определяется в ценах года, соответствующего году утверждения платы;

- 50% стоимости мероприятий, предусмотренных техническими условиями, умножается на прогнозный индекс цен производителей по подразделу «Строительство» раздела «Капитальные вложения (инвестиции)», публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации на год, следующий за годом утверждения платы (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен).

$$\text{Птп} = C_1 + 0,5 * (\sum(C_{2,i,t} \times L_{2,i,t}) + \sum(C_{3,i,t} \times L_{3,i,t}) + \sum(C_{4,i,t} \times Q_{4,i,t}) + \sum(C_{5,i,t}; C_{6,i,t}; C_{7,i,t} \times N_{i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t}) + 0,5 * (\sum(C_{2,i,t} \times L_{2,i,t}) + \sum(C_{3,i,t} \times L_{3,i,t}) + \sum(C_{4,i,t} \times Q_{4,i,t}) + \sum(C_{5,i,t}; C_{6,i,t}; C_{7,i,t} \times N_{i,t}) + C_{8,i,t} \times q_{i,t}) \times k$$

где:

Птп - плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя, руб.;

C_1 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства, (руб. за одно присоединение);

$C_{1.1}$ - подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю (ТУ), (руб. за одно присоединение);

$C_{1.2.1}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения Заявителем, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, (руб. за одно присоединение);

$C_{1.2.2}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителем, указанными в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, (руб. за одно присоединение);

$C_{2,i,t}$, $C_{3,i,t}$ - стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных (C_2) и (или) кабельных (C_3) линий электропередачи на i -ом уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) в расчете на 1 км линий, (руб./км);

$L_{2,i,t}$, $L_{3,i,t}$ - протяженность трассы воздушных (L_2) и (или) кабельных линий (L_3) с уровнем напряжения i в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), строительство которых предусмотрено согласно выданных технических условий для технологического присоединения заявителя, (км.);

$C_{4,i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на i -том уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), (руб./шт.);

$Q_{4,i,t}$ - количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на i -том уровне напряжения, соответствующих критерию дифференциации в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), построенных в целях осуществленного за последние 3 года технологического присоединения, (шт.);

$C_{5,i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), (руб./кВт);

$C_{6,i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) уровнем напряжения до 35 кВ в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), (руб./кВт);

$C_{7,i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), (руб./кВт);

$C_{8,i,t}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) на i -ом уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), (рублей за точку учета);

$q_{i,t}$ - количество точек коммерческого учета электрической энергии на i -ом уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t);

N_i - объем максимальной мощности, указанный Заявителем в заявке на технологическое присоединение на i -том уровне напряжения, (кВт);

k - прогнозный индекс цен производителей по подразделу «Строительство» раздела «Капитальные вложения (инвестиции)», публикуемых Министерством экономического развития Российской Федерации на год, следующий за годом утверждения платы (при отсутствии данного индекса используется индекс потребительских цен).

8. Лицо, которое имеет намерение осуществить технологическое присоединение к электрическим сетям, вправе самостоятельно выбрать вид ставки платы за технологическое присоединение при условии, что расстояние от границ участка Заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимого Заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет менее 10 км, и максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств составляет менее 670 кВт. Выбор ставки платы осуществляется Заявителем на стадии заключения договора об осуществлении технологического присоединения.

В случае, если Заявитель не выбрал вид ставки, сетевая организация вправе самостоятельно выбрать ставку и произвести расчет размера платы за технологическое присоединение.

В случае, если в соответствии с абзацем первым настоящего пункта Заявителем не может быть выбран вид ставки платы за технологическое присоединение, расчет размера платы за технологическое присоединение осуществляется с применением стандартизированных тарифных ставок.

9. Плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), устанавливается исходя из стоимости мероприятий по технологическому присоединению в размере 550 рублей при присоединении заявителя, владеющего 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 до 20 кВ включительно 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.

В границах муниципальных районов, городских округов и на внутригородских территориях городов федерального значения одно и то же лицо может осуществить технологическое присоединение энергопринимающих устройств, принадлежащих ему на праве собственности или на ином законном основании, соответствующих критериям, указанным в абзаце первом настоящего пункта, с платой за технологическое присоединение в размере, не превышающем 550 рублей, не более одного раза в течение 3 лет со дня подачи Заявителем заявки на технологическое присоединение до дня подачи следующей заявки.

Данное положение не применяется в следующих случаях:

- при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, принадлежащих лицам, владеющим земельным участком по договору аренды, заключенному на срок не более одного года, на котором расположены присоединяемые энергопринимающие устройства;

- при технологическом присоединении энергопринимающих устройств, расположенных в жилых помещениях многоквартирных домов.

В отношении некоммерческих объединений (гаражно-строительных, гаражных кооперативов) размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств не должен превышать 550 рублей, умноженных на количество членов этих объединений, при условии присоединения каждым членом такого объединения не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом мощности ранее присоединенных при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных объединений на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

В отношении садоводческих или огороднических некоммерческих товариществ размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств не должен превышать 550 рублей, умноженных на количество земельных участков, расположенных в границах территории садоводства или огородничества, при условии присоединения на каждом земельном участке, расположенном в границах территории садоводства или огородничества, не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных садоводческих или огороднических некоммерческих товариществ на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

В отношении граждан, объединивших свои гаражи и хозяйственные постройки (погреба, сараи), размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств составляет 550 рублей при условии присоединения каждым собственником этих построек не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств указанных объединенных построек на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств религиозных организаций составляет 550 рублей при условии присоединения не более 15 кВт по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств при присоединении к электрическим сетям сетевой организации на уровне напряжения до 20 кВ включительно и нахождения энергопринимающих устройств таких организаций на расстоянии не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций.

Территориальные сетевые организации были ознакомлены с размером стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности на 2022 год для применения при расчете платы за технологическое присоединение.

Давыдов Э.В. отметил, что экспертная группа, руководствуясь, в том числе письмом ФАС России от 31.03.2021 № ВК/24628/21, исключила из расчета объекты, фактическая стоимость строительства которых превысила стоимость, определенную в соответствии с укрупненными нормативами цены, утверждаемыми Минэнерго России (УНЦ). Филиал не согласен с таким подходом, примененным к расчету стандартизированных ставок, и считает, что согласно вышеуказанному разъяснению ФАС в случае превышения стоимости строительства над УНЦ следует исключить размер превышения из расчета (приравнять фактические затраты к УНЦ), но оставить объекты строительства в выборке, по которой ведется расчет ставок. Однако, в связи с неоднозначностью вышеуказанного разъяснения Федеральной антимонопольной службы, предложил обратиться в ФАС России за дополнительным разъяснением по данному вопросу.

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: согласиться с размером стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

3 Об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2022 год для сетевых организаций Тульской области

**Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В.,
Коновалов А.П.**

Слушали Маловинского Е.В., который доложил об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2022 год для сетевых организаций Тульской области.

Согласно п. 34 и 87 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178, расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение, включаются в необходимую валовую выручку в размере, определяемом регулирующими органами в соответствии с Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденными приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1 (далее – Методические указания).

Для расчета плановых значений на 2022 год экспертной группой были использованы фактические данные ТСО за 2019 - 2021 годы и значения единых стандартизированных тарифных ставок на 2022 год.

Экспертная группа предлагает утвердить сумму выпадающих доходов ТСО от технологического присоединения, принятую к учету в НВВ сетевых организаций на 2022 год в размере 325 256,94 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 2022 год в размере 5 371,00 тыс. руб., в том числе за 2020 год в размере (-)207,71 тыс. руб., на 2022 год в размере 5 578,71 тыс. руб.;

Территориальные сетевые организации были ознакомлены с размером выпадающих доходов от льготного технологического присоединения, учтенных в необходимой валовой выручке на 2022 год.

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: согласиться с размером выпадающих доходов от льготного технологического присоединения на 2022 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 Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В.).

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

5. О корректировке необходимой валовой выручки для электросетевых организаций, в отношении которых применяется метод доходности инвестированного капитала, на 2022 год для АО «Тульские городские электрические сети» и утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевой организацией АО «Тульские городские электрические сети»

Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Коновалов А.П., Шалик С.В.

Слушали Шалик С.В., которая доложила о корректировке необходимой валовой выручки на 2022 год для АО «Тульские городские электрические сети» и утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «Россети Центр и Приволжье» и сетевой организацией АО «Тульские городские электрические сети».

АО «ТГЭС» представило материалы на утверждение НВВ и тарифов на услуги по передаче электроэнергии на 2022 год долгосрочного периода регулирования 2018-2022 гг. (письмо вх. от 30.04.2021 г. № 03-16/3568)

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 2020 г.

Основные финансово-экономические показатели хозяйственной деятельности АО «ТГЭС» за 2020 год приведены в таблице ниже.

Таблица 1 Основные финансовые показатели АО «ТГЭС» за 2019-2020 гг.

№ п/п	Название показателя	2019 год	2020 год	Отклонение показателей 2020 г. к 2019 г., %
1	2	3	4	5
1.	Выручка от реализации	1 366 123	1 380 563	1,06%
2.	Себестоимость продаж	-947 883	-994 099	-4,88%
3.	Прибыль (убыток) от продаж	418 240	386 464	-7,6%
4.	Чистая прибыль	268 457	271 071	0,97%
5.	Рентабельность продаж	30,6%	28,0%	-8,5%

Выручка компании в 2020 году по сравнению с 2019 годом увеличилась на 1,06 %, при этом произошло увеличение себестоимости продаж на 4,88 %. Прибыль от продаж уменьшилась на 7,6 % по сравнению с 2019 годом, при этом чистая прибыль немного увеличилась – на 0,97 %. Рентабельность продаж по сравнению с 2019 году в 2020 году снизилась.

Анализ основных технико-экономических показателей АО «ТГЭС» приведен в таблице ниже

Таблица 2 Основные технико-экономические показатели за 2019-2022 гг.

Показатели	Фактические млн. кВт*ч 2019	Плановые млн. кВт*ч 2020	Фактические млн. кВт*ч 2020	Плановые млн. кВт*ч 2021	Плановые млн. кВт*ч 2022
Отпуск	1143,94	1165,44	1109,09	1129,64	1144,33
Потери	141,03	164,21	127,99	159,17	161,24

В 2020 году плановый объем отпуска электрической энергии АО «ТГЭС» составлял 1165,44 млн. кВт*ч, плановый объем потерь – 164,21 млн. кВт*ч. Фактический объем отпуска электрической энергии в 2020 году составил 1109,09 млн. кВт*ч, что ниже планового на 56,35 млн. кВт*ч, или 4,84%. Фактические потери за 2020 год ниже плановых на 36,22 млн. кВт*ч, или на 22,06%.

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.

Приказом ФАС России от 30 ноября 2017 г. № 1616/17 «О согласовании Федеральной антимонопольной службой предложения Комитета Тульской области по тарифам об установлении очередного долгосрочного периода регулирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением метода доходности инвестированного капитала АО «Тульские городские электрические сети» согласованы долгосрочные параметры регулирования деятельности согласованы долгосрочные параметры регулирования деятельности АО «Тульские городские электрические сети» (АО «ТГЭС»), в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала до 31 декабря 2022 года.

Также п. 33 определено, что при использовании метода доходности инвестированного капитала регулируемые тарифы устанавливаются на основе необходимой валовой выручки, которая определяется с учетом ежегодных корректировок, осуществляемых в течение долгосрочного периода регулирования, и обеспечивает покрытие расходов, предусмотренных Основами ценообразования, возврат инвестированного капитала и получение дохода на инвестированный капитал.

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 01.09.2020 г. № 805/20), 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:

$$HBB_i^{CK} = P_i^{CK} + BK_i^{CK} + DK_i^{CK} + \Delta Y_i + \Delta \text{ЭОР}_i + \Delta \text{ЭП}_i + \Delta HBB_{i-1, j-2}^{корр} + KHK_{i-2} \cdot HBB_{i-2}^{CK} + \text{Дельта} HBB_i^{сг\text{корр}} + \Delta HBB_i^{корр\text{ИП}} + B_i^{\text{распред}}$$

где:

HBB_i^{CK} - величина скорректированной необходимой валовой выручки на 2022 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;

ΔY_i

- компенсация фактически 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, определяемая в соответствии с пунктом 42 Методических указаний;

$\text{НВВ}_{i-2}^{\text{ск}}$ - 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 2019 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.

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 2020 году для определения необходимой валовой выручки в 2022 году.

Определение полной и остаточной стоимости капитала, инвестированного до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала («старого» капитала)

При переходе АО «ТГЭС» к регулированию методом доходности инвестированного капитала (RAV) по состоянию на 01.01.2013 года регулирующим органом с учетом независимой оценки были установлены следующие параметры:

полная величина инвестированного капитала - 3 619 551,97 тыс. руб.;

размер инвестированного капитала (остаточная величина РИК) - 1 038 370,96 тыс. руб.;

износ - 71,3 %.

На основании указанных параметров срок возврата «старого» капитала с учетом физического износа составил 10,0407 лет. Это означает, что в течение этого срока РИК учитывается в необходимой валовой выручке и за этот период должен быть полностью возвращен.

На начало второго долгосрочного периода регулирования 2018-2022 г. база капитала, инвестированного до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала и база капитала, созданного в первом долгосрочном периоде, регулирования были объединены в соответствии с п. 58 Методических указаний № 228-э.

При этом в соответствии п 53. Методических указаний независимо от объединения базы инвестированного капитала на начало второго ДПР «Учет размера инвестированного капитала регулируемой организации, утвержденного при первом применении метода доходности инвестированного капитала на начало первого периода регулирования, ведется отдельно от учета базы инвестированного капитала, сформированной после начала первого периода регулирования».

Срок возврата «старого» капитала 10,0407 лет мог бы быть осуществлен при условии отсутствия досрочного выбытия объектов «старого» капитала. Поскольку в течение первого и второго ДПР объекты, учтенные в составе «старого» капитала выбывали досрочно, остаточная стоимость «старого» капитала возвращается полностью в течение 2022 года.

Следует отметить, что в соответствии с п. 59 Методических указаний № 228-э полная величина «старого» капитала после полного возврата РИК прекращает участвовать в расчетах.

В связи с вышесказанным необходимо разделить объединенной базы капитала на начало второго периода регулирования на «старый» капитал, созданный до начала 2013 года и «новый» капитал, созданный после 2013 года.

Для определения корректной величины остаточной стоимости «старого» инвестированного капитала на начало 2022 год проведен анализ досрочного выбытия активов из базы «старого» капитала за 2020 год и 9 месяцев 2021 года на основании представленных АО «ТГЭС» сведений о выбытии по форме Приложения № 6 к Методическим указаниям № 228-э.

Выбытие активов «старого» капитала до окончания срока их использования

По расчету АО «ТГЭС» выбытие активов «старого» капитала за 2020 год составляет:

- по первоначальной стоимости – 39 728,87 тыс. руб.;
- по остаточной стоимости (с учетом начисленных возвратов) – 3 818,76 тыс. руб.

При сопоставлении данных представленного реестра с данными бухгалтерского учета в реестре обнаружен ряд ошибок и неточностей (некорректное отражение полной и остаточной стоимости по ряду объектов). По расчету экспертов выбытие активов из базы «старого» капитала за 2020 год составляет:

- по первоначальной стоимости – 39 752,61 тыс. руб.;
- по остаточной стоимости (с учетом начисленных возвратов) – 4 727,73 тыс. руб.

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

- по первоначальной стоимости – 3 043,59 тыс. руб.;
- по остаточной стоимости (с учетом начисленных возвратов) – 961,70 тыс. руб.

При сопоставлении данных представленного реестра с данными бухгалтерского учета в реестре обнаружен ряд ошибок и неточностей (некорректное отражение полной и остаточной стоимости по трем объектам). По расчету экспертов выбытие активов из базы «старого» капитала за 9 месяцев 2021 года составляет:

- по первоначальной стоимости – 3 338,87 тыс. руб.;
- по остаточной стоимости (с учетом начисленных возвратов) – 1 030,30 тыс. руб.

Расчет полной и остаточной стоимости «старого» капитала на начало 2022 года представлен в таблице ниже:

Таблица 3 Расчет полной и остаточной стоимости «старого» капитала на начало 2022 года

Период	Выбытие полная стоимость	Выбытие остаточная стоимость с возвратом	Возврат «старого» капитала	На конец года полная стоимость	На конец года остаточная стоимость
на дату перехода на РАВ 01.01.2013 г.				3 619 551,97	1 038 370,96
2013 год	11 924,15	4 543,61	103 415,77	3 607 627,82	930 411,58
2014 год	15 638,42	4 717,89	103 415,77	3 591 989,40	822 277,92
2015 год	30 454,00	2 569,00	102 963,00	3 561 535,40	716 745,92
2016 год	5 599,00	0,00	102 725,00	3 555 936,40	614 020,92
2017 год	8 310,00	1 647,86	102 194,00	3 547 626,40	510 179,06
2018 год	7 856,91	1 728,15	101 598,18	3 539 769,49	406 852,73
2019 год	3 458,48	1 090,51	101 360,75	3 536 311,02	304 401,46
2020 год	39 752,61	4 727,73	101 136,27	3 496 558,41	198 537,46
2021 год	3 338,87	1 030,30	101 037,46	3 493 219,54	96 469,71
Остаточная стоимость «старого» капитала на начало 2022 г.					96 469,71

На начало 2022 года остаточная стоимость «старого» капитала составляет 96 469,71 тыс. руб., что меньше расчетной годовой суммы возврата «старого» капитала.

В 2022 году «старый» капитал полностью возвращен. С 2023 года расчеты возврата инвестированного капитала и дохода на инвестированный капитал могут производиться только исходя из первоначальной и остаточной стоимости базы «нового» капитала, сформированной на начало расчетного периода.

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 2020 год экспертной группой учтен ввод объектов, включаемых в базу инвестированного капитала в сумме 367 871,22 тыс. руб., отраженной в представленном Приложении № 5 «реестр формирования базы инвестированного капитала. Стоимость всех введенных объектов подтверждена данными бухгалтерского учета по счету 01 «Основные средства» Объекты, создание которых осуществляется за счет платы за технологическое присоединение АО «ТГЭС» в Приложение № 5 не включаются.

Плановый объем ввода объектов в эксплуатацию в 2021 году в соответствии с утвержденной инвестиционной программой составит 378 106,67 тыс. руб. (без учета НДС и инвестиционной составляющей платы за технологическое присоединение).

Выбытие активов «нового» капитала до окончания срока их использования

По расчету АО «ТГЭС» выбытие активов «нового» капитала за 2020 год составляет:

- по первоначальной стоимости – 502,20 тыс. руб.;
- по остаточной стоимости – 330,56 тыс. руб.

При сопоставлении данных представленного реестра с данными бухгалтерского учета выяснено, что один из включенных в реестр объектов отсутствует в базе «нового» капитала, и по некоторым объектам неверно отражена остаточная стоимость. По расчету экспертов выбытие активов из базы «нового» капитала за 2020 год составляет:

- по первоначальной стоимости – 462,02 тыс. руб.;
- по остаточной стоимости – 406,05 тыс. руб.

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

- по первоначальной стоимости – 135,06 тыс. руб.;
- по остаточной стоимости – 60,37 тыс. руб.

При сопоставлении данных представленного реестра с данными бухгалтерского учета и учета базы инвестированного капитала обнаружено, что шесть из включенных в реестр объектов

отсутствуют в базе инвестированного капитала, один объект относится к «старому» капитала. По расчету экспертов выбытие активов из базы «нового» капитала за 9 месяцев 2021 года составляет:

- по первоначальной стоимости – 33,21 тыс. руб.;
- по остаточной стоимости – 27,18 тыс. руб.

Расчет полной и остаточной стоимости «нового» капитала на начало 2022 года представлен в таблице ниже:

Таблица 4 Расчет полной и остаточной стоимости «нового» капитала на начало 2022 г.

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	378 106,67	33,21	27,18	70 601,57	2 849 128,48	2 521 201,35
Первоначальная и остаточная стоимость «нового» капитала на начало 2022 г.					2 849 128,48	2 521 201,35

На начало 2022 года первоначальная стоимость «нового» капитала АО «ТГЭС» составляет 2 849 128,48 тыс. руб., остаточная стоимость «нового» капитала составляет 2 521 201,35 тыс. руб.

Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» методом доходности инвестированного капитала на 2022 г.

Расчет корректировки НВВ АО «ТГЭС» на 2022 год на основании фактических данных за 2020 год

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

В составе плановой необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2022 год учитываются:

- компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2020 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов, от установленных на 2020 год;

- корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2020 год;

- корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2020 год

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2020 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2020 год

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за 2020 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных на 2020 год, производится по формуле:

$$\Delta \text{НВВ}_{i-2}^{\text{корр}} = \text{НВВ}_{i-2}^{\text{ск}} - \text{НВВ}_{i-2}^{\text{ф}} + \Delta \text{НР}_{i-2} + \Delta \text{ОР}_{i-2} - \Delta \text{Корр}_{i-2}^{\text{ЦП}}$$

где:

$\Delta HVB_{i-2}^{корр}$ - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2020 год;

Компенсация понесенных выпадающих/излишне полученных доходов за 2020 год учитывается в скорректированной плановой необходимой валовой выручке на 2022 год с учетом индексов потребительских цен 2021-2022 гг.

$HVB_{i-2}^{ск}$ - скорректированная необходимая валовая выручка, установленная при расчете тарифов на 2020 год в части содержания сетей;

HVB_{i-2}^{ϕ} - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за 2020 год в части содержания электрических сетей

$\Delta НР_{i-2}$ - компенсация фактически понесенных в 2020 году неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на 2020. Компенсация может принимать как положительные, так и отрицательные значения.

$\Delta ОР_{i-2}$ - 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.

$\Delta Корр_{i-2}^{ЦП}$ - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов на 2020 год цен покупки технологических потерь электрической энергии.

По заявленному расчету АО «ТГЭС» компенсация выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за 2020 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных на 2020 год, составляет (-101 708,09) тыс. руб.

Экспертная группа осуществила собственный расчет выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных на 2020 год.

Определение необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», установленной на 2020 год

В соответствии с Экспертным заключением Комитета Тульской области по тарифам по размеру необходимой валовой выручки и тарифов на услуги по передаче электрической энергии для АО «Тульские городские электрические сети» на 2020 год и шаблоном ЕИАС, в котором рассчитаны указанные тарифы, экспертная группа определила плановую HVB АО «ТГЭС» на содержание сетей в размере 823 260,27 тыс. руб.

Определение фактического объема выручки АО «ТГЭС» по регулируемому виду деятельности за 2020 год

Экспертная группа определила фактическую выручку АО «ТГЭС» на содержание сетей в 2020 году в размере 823 260,27 тыс. руб. на основании предоставленных актов по взаиморасчетам с «котлодержателем» - филиалом «Тулэнерго» ПАО «Россети Центр и Приволжье» (в 2020 году филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья») за 2020 год по ставке на содержание сетей.

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

Расчет компенсации операционных расходов, связанной с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифов значениям производится по формуле:

$$\Delta OP_{i-2} = OP_{i-3}^{ск} * (Кинд_{i-2}^{\phi} - Кинд_{i-2}^{ск}),$$

где:

$OP_{i-3}^{ск}$ - величина операционных расходов, учтенная при корректировке необходимой валовой выручки на 2019 год;

$Кинд_{i-2}^{ск}$ - коэффициент индексации, учтенный при корректировке тарифов на 2020 год;

$Кинд_{i-2}^{\phi}$ - коэффициент индексации операционных расходов на 2020 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц.

Величина операционных расходов на 2019 год утверждена в сумме 243 428,35 тыс. руб. Коэффициент индексации операционных расходов, учтенный на 2020 год, по данным АО «ТГЭС» составляет 1,03653.

По расчету АО «ТГЭС» компенсация операционных расходов за 2020 год составляет (- 6 085,51) тыс. руб.

Коэффициент индексации операционных расходов на 2020 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц, определяется по формуле:

$$Кинд_{i-2}^{\phi} = (1 - ИР_{i-2}) * (1 + ИПЦ_{i-2}^{\phi}) * (1 + Эл \times ИКА_{i-2}^{\phi})$$

где:

$ИПЦ_{i-2}^{\phi}$ - фактический индекс инфляции за 2020 год.

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

$УЕ_{i-2,i-3}^{\phi}$ - фактический объем условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в 2020 и 2019 годах, соответственно.

Расчет фактического коэффициента индексации за 2020 год приведен в таблице ниже

Таблица 5 Расчет фактического коэффициента индексации операционных расходов на 2020 год

Параметры	Ед. изм.	Фактический индекс
1. Фактический индекс потребительских цен в 2020 году	%	3,4%
2. Индекс эффективности операционных расходов	%	3,00%
3. Индекс изменения количества активов ((стр. 3.1.- стр. 3.2.)/стр.3.2*100 %)	%	0,74%
3.1 Фактический объем условных единиц 2020 года	у.е.	21 608,31
3.2 Фактический объем условных единиц 2019 года	у.е.	21 365,49
4. Коэффициент эластичности операционных расходов	х	0,75
Итого фактический коэффициент индексации 2020 года (1-стр.2)*(1+стр.1)*(1+стр.3*стр.4)	х	1,01153

По расчету экспертной группы коэффициент индексации операционных расходов на 2020 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц, составит 1,01153.

Компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа АО «ТГЭС» за 2020 год принимается экспертной группой в размере (- 6 085,51 тыс. руб.) на уровне заявки организации.

Расчет компенсации фактически понесенных в 2020 году неподконтрольных расходов АО «ТГЭС», не учтенных при установлении тарифов на 2020 год

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

$$\Delta \text{НР}_{i-2} = \text{НР}_{i-2}^{\Phi} - \text{НР}_{i-2}^{\text{СК}}$$

Согласно п. 20 Методических указаний расходы, включаемые в необходимую валовую выручку в объеме, определяемом регулируемыми 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 регулируемыми 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 2020 года по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы представлен ниже.

Таблица 6 Расчет неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» за 2020 г., тыс. руб.

Показатели	Расходы, учтенные при установлении тарифов на 2020 год	Фактические расходы за 2020 год по заявке ТГЭС	Компенсация неподконтрольных расходов за 2020 год по заявке ТГЭС	Фактические расходы за 2020 год по данным Экспертной группы	Компенсация неподконтрольных расходов за 2020 год по данным Экспертной группы
Аренда	160,09	160,09	-	160,09	-
Налоги, всего	45 980,54	48 817,73	2 837,19	48 817,73	2 837,19
Плата за землю	1 186,49	1 231,17	44,68	1 231,17	44,68
Налог на имущество	44 464,20	47 272,97	2 808,77	47 272,97	2 808,77
Прочие налоги и сборы	329,85	313,59	-16,26	313,59	-16,26
Отчисления на социальные нужды	49 610,54	51 712,19	2 101,65	51 712,19	2 101,65
Налог на прибыль	81 321,33	76 642,92	-4 678,41	76 642,92	-4 678,41

Выпадающие по ТП	4 280,75	4 092,88	-187,87	4 092,88	-187,87
Неподконтрольные расходы, всего	181 353,25	181 425,81	72,56	181 425,81	72,56

Далее представлено обоснование расчета экспертной группы по каждой статье фактических неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» в 2020 году.

Аренда имущества

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Аренда имущества» в 2020 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 по статье «Аренда имущества», тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Факт за 2020 год
1	Аренда имущества, находящегося в государственной собственности ТО №203 от 27.11.2014г	120,00
2	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16В3791 от 15.03.2016г	3,04
3	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16П3782 от 01.03.2016г	2,81
4	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3785 от 01.03.2016г	0,92
5	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3790 от 14.03.2016г	1,20
6	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3783 от 01.03.2016г	1,20
7	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3784 от 01.03.2016г	3,13
8	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3792 от 14.03.2016г	3,18
9	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3897 от 17.11.2016г	1,10
10	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16Ц3835 от 07.07.2016г	1,15
11	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16С3899 от 17.11.2016г	3,36
12	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16З3898 от 17.11.2016г	0,92
13	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16В3834 от 05.07.2016г	1,15
14	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16З3831 от 17.11.2016г	1,15
15	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16П3811 от 27.06.2016г	1,93
16	Аренда имущества и лизинг 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 и лизинг по договору аренды земельного участка № 15Ц3663 от 12.05.2015г	2,95
19	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 14П3551 от 01.02.2014г	3,13
20	Аренда имущества и лизинг по договору аренды земельного участка № 16В3908 от 28.11.2016г	1,15
	ИТОГО	160,09

Экспертная группа принимает фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на аренду в 2020 году в размере 160,09 тыс. руб., что соответствует утвержденным на 2020 год расходам.

Налоги

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы на уплату налогов в 2020 году составили 48 817,73 тыс. руб., в т.ч.:

- земельный налог 1 231,17 тыс. руб., что выше утвержденных расходов на 44,68 тыс. руб.;
- налог на имущество 47 272,97 тыс. руб., что выше утвержденных расходов на 2 808,77 тыс. руб.;

- транспортный налог и экологические сборы 313,59 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 16,29 тыс. руб.

В соответствии с данными раздельного учета доходов и расходов (форма 1.6) расходы на уплату налогов, отнесенные на деятельность по передаче электрической энергии составляют 48 817 тыс. руб.

Земельный налог

В качестве обоснования фактических расходов на оплату земельного налога АО «ТГЭС» представлена справка-расчет земельного налога за 2020 год.

В справке 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.

Плата за землю в сумме 1 231,17 тыс. руб. документально подтверждена и обоснована.

Налог на имущество

В качестве обоснования фактических расходов на уплату налога на имущество АО «ТГЭС» представлена налоговая декларация по налогу на имущество организаций за 2020 год. Исходя из данных декларации, фактические расходы на уплату налога на имущество в 2020 году составляют 47 272,97 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2020 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату налога на имущество составили 47 272,97 тыс. руб.

В состав прочих налогов и сборов входят транспортный налог и плата за негативное воздействие на окружающую среду.

Транспортный налог

В качестве обоснования фактических расходов на уплату транспортного налога АО «ТГЭС» представлена справка-расчет транспортного налога (декларация по транспортному налогу больше не подается в налоговые органы) с указанием наименований и регистрационных знаков автотранспортных средств, дат постановления на учет и снятия с учета, налоговой базы, ставок налога и сумм налога по каждому транспортному средству в 2020 году. Фактические расходы на уплату транспортного налога за 2020 год в сумме 295,86 тыс. руб. представленными документами подтверждаются.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2020 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату транспортного налога составили 295,86 тыс. руб., что ниже утвержденной суммы транспортного налога на 7,36 тыс. руб.

Плата за негативное воздействие на окружающую среду

В качестве обоснования фактических расходов на плату за негативное воздействие на окружающую среду АО «ТГЭС» представлены расчеты и декларацию за 2020 год. Исходя из представленных документов, в соответствии с требованиями законодательства, эксперты определили фактические расходы на плату за негативное воздействие на окружающую среду в пределах установленного лимита в 2020 году в размере 17,73 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по мнению экспертной группы, фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Плата за негативное воздействие на окружающую среду» в 2020 году составили 17,73 тыс. руб., что ниже утвержденного значения на 8,90 тыс. руб.

Таким образом, фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Налоги» в 2020 году составили 48 817,73 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 2 837,19 тыс. руб.

Отчисления на социальные нужды

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Отчисления на социальные нужды» в 2020 году составили 51 712,19 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 2 101,65 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 2020 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 2020 год);
- Данные раздельного учета доходов и расходов АО «ТГЭС» за 2020 г.

Исходя из представленных документов, фактические расходы по страховым взносам в 2020 году в целом по АО «ТГЭС» составили 52 775,91 тыс. руб.

В статистических формах РСВ 1 и 4ФСС отражается информация по отчетности АО «ТГЭС», где отражены начисления заработной плате не только по виду деятельности «передача электрической энергии», но и по другим видам деятельности.

Данные раздельного учета по формам, утвержденным Приказом Минэнерго №585, были предоставлены организацией на экспертизу.

Согласно данным раздельного учёта (форма 1.6.) отчисления на социальные нужды по передаче по распределительным сетям составил 51 712,19 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по мнению экспертной группы, фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Отчисления на социальные нужды» в 2020 году составили 51 712,19 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 2 101,65 тыс. руб.

Налог на прибыль

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Налог на прибыль» в 2020 году составили 76 642,92 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на уплату налога на прибыль АО «ТГЭС» представлена декларация по налогу на прибыль на общую сумму 84 639,08 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 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 76 642,92 тыс. руб., что ниже утвержденных расходов на 4 678,41 тыс. руб.

Выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей

В соответствии с Постановлением комитета Тульской области по тарифам от 26 декабря 2019 года № 48/1, плановые выпадающие расходы, связанные с технологическим присоединением льготных категорий потребителей с присоединяемой мощностью энергопринимающих устройств до 15 кВт включительно, установленные для АО «ТГЭС» на 2020 год, составили 4 280,75 тыс. руб.

Расчет фактических выпадающих доходов на выполнение организационно-технических мероприятий при осуществлении льготного технологического присоединения произведен экспертами исходя из стандартизированной тарифной ставки С1, утвержденной на 2020 год, и

количества заявителей, а также с учетом исключения платы (550 руб. с НДС), полученной от заявителей.

Фактические расходы АО «ТГЭС» за 2020 год по статье «Выпадающие доходы, связанные с технологическим присоединением льготных категорий потребителей, составили 4 092,88 тыс. руб., что ниже утвержденных расходов по статье на 187,87 тыс. руб.

Всего по данным АО «ТГЭС» фактические неподконтрольные расходы за 2020 год составили 181 425,81 тыс. руб., что выше утвержденных на 2020 год неподконтрольных расходов, составляющих 181 353,25 тыс. руб., на 72,56 тыс. руб.

Фактические неподконтрольные расходы подтверждены документально и учтены экспертной группой в сумме 181 425,81 тыс. руб. По расчету экспертной группы компенсация неподконтрольных расходов составляет 72,56 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

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов, производится в соответствии с п. 25 Методических указаний (в редакции изменений, действующих с 22 сентября 2020 года, утвержденных приказом ФАС РФ от 01 сентября 2020 года № 805/20) согласно формуле, для территориальных сетевых организаций:

$$\Delta \text{Корр}_{i-2}^{\text{ЦП}} = \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.ф}} \cdot \text{ЦП}_{i-2} \cdot N_{i-2} - \min \{ \text{П}_{i-2}^{\text{ф}}; N_{i-2} \cdot \mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.ф}} \} \cdot \text{ЦП}_{i-2}^{\text{ф}},$$

$\text{П}_{i-2}^{\text{ф}}$ - величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году i-2;

$\mathcal{E}_{i-2}^{\text{отп.ф}}$ - фактический объем отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации, определяемый регулирующими органами за 2020 год.

$\text{ЦП}_{i-2}^{\text{ф}}$ - средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях в 2020 году

ЦП_{i-2} - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии (мощности) в сетях в 2020 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} - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, к которому относится 2020 год, в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования.

По расчету АО «ТГЭС» компенсации выпадающих/излишне полученных доходов, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов на 2020 год, составляет 88 475,82 тыс. руб. Расчет произведен АО «ТГЭС» исходя из установленного в составе долгосрочных параметров уровня потерь и фактической цены потерь за 2020 год.

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 2020 год экспертной группой приняты следующие показатели:

1. на основании данных формы федерального статистического наблюдения 46-ЭЭ за 2020 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 2020 год;

3. на основании актов покупки потерь учитывалась фактическая цена потерь за 2020;

Экспертный расчет величины компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС», возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии в 2020 году, от установленных при утверждении тарифов на 2020 год, произведен на основании плановых показателей 2020 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 2020 году

№ п/п	Показатели	ед.изм.	2020 год
1	Цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях, учтенная при установлении тарифов на 2020 год (ЦПтбр i-2)	руб./МВт.ч	2 924,59
2	Средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях (ЦПф i-2)	руб./МВт.ч	2 879,57
3	Фактический объем отпуска в сеть	млн.кВт.ч	1 109,09
4	Объем потерь электрической энергии фактический	млн.кВт.ч	127,9883
5	Уровень технологического расхода потерь (N i-2) ДПР	%	14,09%
6	Экономия (+) / превышение (-) фактических расходов на оплату потерь по цене	тыс. руб.	88 475,82

По мнению 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 2020 год составляет 88 475,82 тыс. руб. (в конечной формуле величина корректировки принимает отрицательное значение)

Сводный расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2020 год

Сводные данные для расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2020 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных при утверждении тарифов по расчету экспертной группы представлены в таблице.

Таблица 9 Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2020 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, по расчету экспертной группы, тыс. руб.

Показатель	2022
Скорректированная НВВ на содержание, определенная при установлении тарифов на 2020 год	823 260,27
Фактическая выручка на содержание за 2020 год	823 260,27
Компенсация фактических расходов 2020 года	-6 012,95
Операционные расходы	-6 085,51
Неподконтрольные расходы	72,56
Расходы на оплату фактических потерь за 2020 год: экономия (+) / превышение (-)	88 475,82
Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2020 год	-94 488,76
ИПЦ на 2021 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	6,0%
ИПЦ на 2022 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	4,3%
Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2020 год с учетом ИПЦ	-104 464,89

По расчетам экспертной группы, размер компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2020 год, возникающий в результате отличия фактических значений

параметров расчета тарифов от установленных на 2020 год и подлежащих учету в необходимой валовой выручке АО «ТГЭС» на 2022 года, составляет (-104 464,89) тыс. руб.

Расчет корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2020 год

АО «ТГЭС» заявлена в составе предложения по установлению тарифов на 2022 корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2020 год в размере (-30 461,95) тыс. руб.

Расчет корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемый в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы 2020 года, производится по следующим формулам:

$$\Delta \text{НВВ}_i^{\text{коррИП}} = \sum_{j=1}^2 \left(\text{СС}_{i-j}^{\text{ИП}} \times \left(\frac{\text{ИП}_{i-j}^{\phi}}{\text{ИП}_{i-j}^{\text{пл}}} - 1 \right) \right) + \Delta \text{НВВ}_{i-29 \text{ мес}}^{\text{коррИП}}$$

$$\text{СС}_{i-j}^{\text{ИП}} = \text{ВК}_{i-j}^{\text{СК}} + \text{ДК}_{i-j}^{\text{СК}} + \text{ДельтаНВВ}_{i-j}^{\text{сг корр}} - \text{Кр}_{i-j} - \text{Вып}_{i-j}^{\text{ТП}} - \text{Расх}_{i-j}^{\text{приб}}$$

где,

$\text{СС}_{i-j}^{\text{ИП}}$ - объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2020 год.

$\text{ИП}_{i-j}^{\text{пл}}$ - плановый размер финансирования инвестиционной программы, утвержденной в установленном порядке на 2020 год

ИП_{i-j}^{ϕ} - объем фактического финансирования инвестиционной программы в 2020 году.

$\Delta \text{НВВ}_{i-29 \text{ мес}}^{\text{коррИП}}$ - учтенная при расчете тарифов на 2020 год корректировка необходимой валовой выручки, осуществленная в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы по результатам 9 месяцев 2020 года;

$\text{ВК}_{i-j}^{\text{СК}}$ - величина возврата инвестированного капитала, учтенного при расчете тарифов АО «ТГЭС» на услуги по передаче электроэнергии в 2020 году.

$\text{ДК}_{i-j}^{\text{СК}}$ - величина дохода на инвестированный капитал, учтенного при расчете тарифов АО «ТГЭС» на услуги по передаче электроэнергии в 2020 году.

$\text{ДельтаНВВ}_{i-j}^{\text{сг корр}}$ - величина изменения необходимой валовой выручки в 2020 году, произведенного в целях сглаживания тарифов;

Кр_{i-j} - величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности в 2020 году.

$\text{Расх}_{i-j}^{\text{приб}}$ - величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в 2020 году, признанных регулирующим органом экономически обоснованными.

Таблица 10 Расчет корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2020 год, тыс. руб. по расчету АО «ТГЭС и по расчету экспертной группы

№ п.п.	Показатели	По расчету АО «ТГЭС»	По расчету экспертной группы
1	2	3	4
1	Расчет объема собственных средств		
1.1.	Возврат капитала, учтенный при расчете НВВ на 2020 г.	162 215,02	162 215,02
1.2.	Доход на капитал, учтенный при расчете НВВ на 2020 г.	250 010,46	250 010,46
1.3.	Сглаживание, учтенное при расчете НВВ на 2020 г.	-1 829,68	-1 829,68
1.4.	Фактическая стоимость обслуживания заемных средств (процентов) за 2020 г.	22 377,00	22 376,80
1.5.	Фактические расходы из прибыли за 2020 г. (относимые на передачу э/э), в том числе:	274 387,56	235 439,58
	Расходы из прибыли социального характера и на прочие цели	40 693,00	26 253,13
	Дивиденды	20 000,00	-
	Возврат тела кредита	209 186,44	209 186,44
	Списание безнадежной дебиторской задолженности	4 058,11	2 795,40
1.6.	Итого собственных средств на инвестиции за 2020 г. (стр. 1.1+стр.1.2.+стр.1.3.-стр.1.4.-стр.1.5.)	113 631,24	149 784,02
2.	Расчет корректировки по выполнению ИП за 2020 г.		
2.1.	Утвержденный объем финансирования ИП на 2020 г.	436 833,00	364 028
2.2.	Фактическое финансирование ИП ОАО «ТГЭС» за 2020 г.	319 728,00	266 556,52
3	Корректировка в связи с изменением (неисполнением) ИП за 2020 год (стр.1.6. x (стр.2.2 / стр. 2.1 -1)	-30 461,95	-40 105,90

Планируемый объем финансирования инвестиционной программы АО «ТГЭС» на 2020 год определен в соответствии с распоряжением Правительства Тульской области от 18.11.2019 г. № 832-р, которым внесены изменения в распоряжение Правительства Тульской области от 03.11.2017 г. № 699-р.

Для расчета корректировки, связанной с изменением (неисполнением) инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2020 год, плановый и фактический объемы финансирования приняты экспертной группой без учета НДС на основании «Информации об исполнении инвестиционных программ сетевых организаций Тульской области», полученной по результатам проведенной в рамках осуществления контроля за исполнением инвестиционных программ экспертизы исполнения инвестиционной программы АО «ТГЭС», направленной в Комитет Тульской области по тарифам Министерством жилищно-коммунального хозяйства Тульской области на № 40-11/1927 от 12.10.2021 г.).

По данным Министерства жилищно-коммунального хозяйства Тульской области утвержденный объем финансирования инвестиционной программы АО «ТГЭС» на 2020 год (без учета НДС) составляет 364 028 тыс. руб., фактическое финансирование в 2020 году осуществлено на сумму 266 556,52 тыс. руб.

Объем собственных средств на инвестиции рассчитан экспертной группой в сумме 149 784,02 тыс. руб.

Фактическая стоимость заемных средств (проценты по кредитам) в сумме 22 376,80 тыс. руб., и расходы на погашение тела кредита, направленного на инвестиционные цели в сумме 209 186,44 тыс. руб., подтверждены представленными данными бухгалтерского учета, кредитными соглашениями, внутренними приказами.

В составе прочих расходов из прибыли в сумме 26 253,13 тыс. руб. на основании анализа счета 91.02 экспертной группой учтены расходы из прибыли социального характера и расходы на уплату госпошлин

Экспертной группой не учтено исключение расходов на выплату дивидендов при формировании собственных средств на инвестиции. В письме Федеральной антимонопольной службы от 20 ноября 2017 года № ИА/80721/17 изложена следующая позиция:

«Согласно положениям статьи 23 Федерального закона от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» органы исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов при установлении цен (тарифов) должны учитывать требования о соблюдении экономических интересов поставщиков и потребителей электрической энергии.

Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 г. № 1178, не предусматривают учета в составе необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, участвующей в расчете единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории субъекта Российской Федерации, расходов на выплату дивидендов акционерам (участникам) регулируемой организации.

Таким образом, возложение бремени расходов на выплату дивидендов на потребителей не соответствует принципам экономической обоснованности тарифов и соблюдения баланса интересов поставщиков и потребителей.

При этом законодательством в области государственного регулирования цен (тарифов) в сфере электроэнергетики предусмотрен механизм сохранения в тарифах экономии операционных (подконтрольных) расходов, которая непосредственно обусловлена реальным и объективным повышением эффективности работы и производительности труда в организациях, которое нашло свое выражение в превышении темпов повышения эффективности (снижения) расходов по отношению к показателям, предусмотренным при установлении тарифов.

В этой связи, дивиденды могут выплачиваться акционерам (участникам) в случае формирования чистой прибыли, возникшей в результате вышеуказанной экономии.

Органам исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов необходимо руководствоваться вышеуказанными требованиями законодательства при формировании расходов, учитываемых при установлении тарифов услуги по передаче электрической энергии».

По мнению экспертной группы, данная позиция федерального регулирующего органа распространяется не только на порядок формирования статей расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, но и на порядок формирования экономически обоснованных фактических расходов из прибыли, уменьшающих объем собственных средств на реализацию инвестиционной программы.

Расходы на списание безнадежной дебиторской задолженности приняты экспертной группой в сумме 2 975,40 тыс. руб. на основании приказов АО «ТГЭС» № 105 от 13.04.2020 и № 173 от 20.07.2020.

По расчету экспертной группы корректировка, связанная с изменением (неисполнением) инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2020 год составляет (-40 105,90) тыс. руб.

Корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2020 году

По расчету АО «ТГЭС» корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг в 2020 году, учитываемая в составе необходимой валовой выручки на 2022 год, составляет 8 232,60 тыс. руб.

Величина корректировки необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества оказываемых услуг, производимых в 2020 году, определяется по формуле:

$$\Delta HVB_i^{надеж\text{ и кач}} = KHK_i \times HVB_i$$

где:

KHK_i - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2020 году, определяемый в процентах

$$КНҚ_i = K_{обі} \times П_{коррі}$$

где $K_{обі}$ - обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в 2020 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).

$П_{коррі}$ - максимальный процент корректировки, определяемый для 2020 года.

$П_{корр2020} = 2 \%$

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 № 186, в том числе исполнения сетевыми организациями требований по своевременному, полному и достоверному раскрытию информации в соответствии с Приложением 1 и 7 приказа Минэнерго России № 186. В противном случае показатель считается не достигнутым ($K_{кач3} = -1$).

Данные о выполнении плановых показателей уровня надежности и уровня качества оказываемых услуг АО «ТГЭС» представлены в таблице ниже

Таблица 11 Анализ отклонений плановых от фактических значений показателей надежности и качества услуг АО «ТГЭС» за 2020 год

№ п/п	Показатель	Обозначение в методических указаниях	Утверждено	Фактические показатели	Отклонение, % (гр.5/гр.4*100-100)
1.	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, час.	Пsaidi	1,7971	0,5928	32,98

№ п/п	Показатель	Обозначение в методических указаниях	Утверждено	Фактические показатели	Отклонение, % (гр.5/гр.4*100-100)
2.	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки, шт.	Псаifi	1,2889	0,3804	29,51
3.	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения	Птпр	1,0000	1,0000	100,00
4.	Показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций	-	-	-1,0	-100,00

Плановые значения показателей средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Пsaidi) и средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Пsaifi) за 2020 год выполнены со значительным улучшением.

Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения за 2020 год АО «ТГЭС» достигнут.

Показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций за 2020 год АО «ТГЭС» не достигнут.

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

Таблица 12 Расчет корректировки НВВ АО «ТГЭС» на 2022 год с учетом надежности и качества услуг АО «ТГЭС» за 2020 год

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение в Методических указаниях	По расчету экспертов
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. № 186	$K_{кач3}$	-1
5.	Обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг	$K_{об}$	0,5
5.	Максимальный процент корректировки, %	$P_{кор}$	2,00%
6.	Коэффициент, корректирующий НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг	KHK_i	0,01
7.	НВВ на содержание электрических сетей, утвержденная на 2020 год (тыс. руб.)	$HBB_{i-2}^{сод}$	823 260,27
	Величина корректировки НВВ с учетом надежности и качества оказываемых услуг		8 232,60

Экспертная группа подтверждает рассчитанную АО «ТГЭС» корректировку с учетом надежности и качества оказываемых услуг за 2020 год, учитываемую в составе необходимой валовой выручке на 2022 год в сумме 8 232,60 тыс. руб.

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

Скорректированная необходимая валовая выручка организации, регулирование которой осуществляется с применением метода доходности инвестированного капитала, определяется в соответствии с формулой п. 42 Методических указаний № 228-э.

$$HBB_i^{CK} = P_i^{CK} + BK_i^{CK} + DK_i^{CK} + \Delta Y_i + \Delta \text{ЭОР}_i + \Delta \text{ЭП}_i + \Delta HBB_{i-1,i-2}^{корр} + KHK_{i-2} \cdot HBB_{i-2}^{CK} + \text{Дельта}HBB_i^{сг\,корр} + \Delta HBB_i^{корр\,ИП} + B_i^{распред}$$

где:

HBB_i^{CK} - величина скорректированной необходимой валовой выручки на 2022 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;

ΔY_i - компенсация фактически 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;

$\Delta HBB_{i-1,i-2}^{корр}$ - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, определяемая в соответствии с пунктом 42 Методических указаний;

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

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

KHK_{i-2} - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2018 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;

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

$B_i^{распред}$ - учитываемая в году i величина распределяемых в целях сглаживания изменения тарифов исключаемых необоснованных доходов и расходов

Расчет скорректированных расходов АО «ТГЭС» на 2022 год, связанных с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности

В соответствии с п. 23 Методических указаний (в редакции приказа ФАС России от 01.09.2020 № 805/20) скорректированный объем расходов, связанных с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, устанавливаемый на очередной год долгосрочного периода регулирования в соответствии с формулой:

$$P_i^{CK} = OP_i^{CK} + HP_i^{CK} + Y_i,$$

где:

i - номер расчетного года периода регулирования, $i = 1, 2, 3...$

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

$OP_i^{СК}$ - скорректированные операционные расходы на год i ;

$НР_i^{СК}$ - скорректированные неподконтрольные расходы, определяемые регулирующими органами, на год i ;

$У_i$ - планируемые на период регулирования, соответствующий году i , расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемые до завершения

Расчет операционных расходов АО «ТГЭС» на период 2022 г.

Уровень операционных расходов (подконтрольные расходы), определяемый при установлении тарифов на очередной i период регулирования, рассчитывается по формуле:

$$OP_i = OP_0 * \prod_{j=1}^i K_{инд_j},$$

$$K_{инд_j} = (1 - ИР_j) * (1 + ИПЦ_j) * (1 + ИКА_j),$$

где:

$K_{инд_j}$ - коэффициент индексации на год j ;

OP_0 - базовый уровень операционных расходов, установленный на долгосрочный период регулирования (определены в размере 237 036,07 тыс. руб.)

$ИР_j$ - индекс эффективности операционных расходов, установленный в процентах на год j (определен по данным экспертной группы в размере 3%);

$ИПЦ_j$ - индекс потребительских цен, в соответствии с одобренным прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации;

$ИКА_j$ - индекс изменения количества активов, установленный в процентах на год j при расчете долгосрочных тарифов. 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:

$УЕ_j$ - количество условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в году j , определяется регулирующими органами исходя из количества условных единиц, относящихся к активам, включаемым в регулируемую базу инвестированного капитала на последнюю отчетную дату года $j-1$, и объектам электросетевого хозяйства, использование которых при осуществлении производственной деятельности планируется начать в период с последней отчетной даты $j-1$ года до окончания года j , в том числе вводимым в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой;

$УЕ_{j-1}$ - количество условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в году $j-1$, учтенное при регулировании на $j-1$ год;

$K_{эл}$ - коэффициент эластичности операционных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, устанавливаемый регулирующим органом на долгосрочный период регулирования (0,75).

Проверка заявленных АО «ТГЭС» условных единиц на 2020-2022 год была проведена на основании предоставленных организацией материалов, отражающих плановый прирост уровня УЕ в рамках реализации инвестиционных программ 2020 и 2022 года по группам условных единиц (подстанции и линии электропередач в разрезе уровней напряжения), а также материалов, подтверждающих количество фактических условных единиц, находящихся на балансе организации на 01.01.2021 г., составляющих 21 608,31 УЕ

Прирост условных единиц планируется АО «ТГЭС» в рамках исполнения инвестиционной программы. На основании предоставленной информации экспертная группа принимает в расчет количество УЕ 2022 года в размере 22 332,77 УЕ.

Экспертной группой проведен расчет операционных расходов АО «ТГЭС» на 2022 год в размере 260 606,21 с учетом изменения параметров расчета тарифов (см. таблицу ниже).

Таблица 13 Расчет скорректированных операционных расходов АО «ТГЭС»

№ п/п	Параметры расчета расходов	Ед. изм.	2018 утверждено	2019 факт	2020 факт	2021 план	2022 план
1	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)	%		4,5%	3,2%	3,6%	4,3%
2	индекс эффективности операционных расходов	%		3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
3	количество активов, всего	у.е.	21 208,35	21 365,49	21 608,31	22 024,87	22 332,77
4	коэффициент эластичности операционных расходов по росту активов		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
5	индекс изменения количества активов	%		0,56%	0,85%	1,45%	1,05%
6	итого коэффициент индексации			1,019	1,012	1,043	1,022
7	ИТОГО подконтрольные расходы	тыс. руб.	237 036,1	241 606,80	244 392,34	254 220,78	260 606,21

Расчет неподконтрольных расходов на 2022 г.

Анализ скорректированных неподконтрольных расходов на 2022 г. по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы представлен в таблице ниже.

Таблица 14 Скорректированные неподконтрольные расходы на 2022 тыс. руб.

Показатели	2022 предложение ТГЭС	2022 экспертная группа
Аренда	160,09	160,09
Налоги, всего	55 595,12	50 506,64
Плата за землю	1 231,17	1 231,17
Налог на имущество	54 007,11	48 957,92
Прочие налоги и сборы	356,84	317,55
Отчисления на социальные нужды	52 514,79	50 538,90
Налог на прибыль	76 642,92	76 642,92
Выпадающие по ТП	5 578,71	5,578,71
Неподконтрольные расходы, всего	190 491,63	183 427,27

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

Аренда имущества

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2022 году на аренду имущества составят 160,09 тыс. руб. Расходы планируются на уровне фактических расходов 2020 года. В качестве обоснования представлены действующие договоры аренды земельных участков. Реестр договоров аренды земельных участков представлен в таблице 7 экспертного заключения.

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

Налоги

Земельный налог

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2022 году на уплату земельного налога составят 1 231,17 тыс. руб. Расходы планируются на уровне фактических расходов 2020 года, которые документально обоснованы.

Экспертная группа принимает плановые экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату земельного налога в 2022 году в размере 1 231,17 тыс. руб.

Налог на имущество

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2022 году налога на имущество составят 54 007,11 тыс. руб.

В качестве обоснования затрат по налогу на имущество на 2022 г. АО «ТГЭС» представлены:

- расчет налога на имущество на 2020-2022 гг.
- налоговые декларации по налогу на имущество за 2020 год .

Дополнительно письмом от 17.11.2021 на № 40-11/2132 АО «ТГЭС» представлены:

- справка-расчет по налогу на имущество за 9 месяцев 2021 года;
- бухгалтерский регистр – ведомость амортизации за 9 месяцев 2021 года.

В соответствии с представленной АО «ТГЭС» справкой-расчетом по налогу на имущество налоговая база за 9 месяцев 2021 года составляет 2 225 359,96 тыс. руб. Ставка налога на имущество в соответствии с Налоговым Кодексом РФ составляет 2,2 %. Годовая сумма налога на имущество рассчитанная исходя из налогооблагаемой базы, рассчитанной с учетом фактических вводов 2021 года, составляет 48 957,92 тыс. руб.

По расчетам экспертной группы расходы АО «ТГЭС» по статье «Налог на имущество» в 2022 году составят 48 957,92 тыс. руб.

Прочие налоги и сборы (транспортный налог и экологические платежи)

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2022 году на уплату транспортного налога 337,69 тыс. руб.

В качестве обоснования расходов на уплату транспортного налога на 2022 год в сумме 337,69 тыс. руб. АО «ТГЭС» представлены следующие документы:

- расчет транспортного налога АО «ТГЭС» на 2022 год;
- справка-расчет транспортного налога с указанием наименований и регистрационных знаков автотранспортных средств, дат постановки на учет и снятия с учета, налоговой базы, ставок налога и сумм налога в 2020 году.

Экспертной группой проведен расчет транспортного налога на 2022 год следующим образом: из суммы фактического транспортного налога за 2020 год исключен налог, начисленный по снятым с учета в 2020 году автотранспортным средствам в сумме 13,11 тыс. руб.; в то же время учтен налог по фактически введенным в 2020 году четырем автотранспортным средства (за полный год) в сумме 17,07 тыс. руб. По расчету Исполнителя транспортный налог может быть учтен в необходимой валовой выручке в 2022 году в сумме 299,82 тыс. руб. (295,86 тыс. руб. – 13,11 тыс. руб. + 17,07 тыс. руб.)

По расчетам экспертной группы расходы АО «ТГЭС» по статье на уплату транспортного налога в 2022 году составят 299,82 тыс. руб.

По расчету АО «ТГЭС» расходы в 2022 году на плату за негативное воздействие на окружающую среду составят 19,15 тыс. руб. Расчет произведен исходя из фактических экологических платежей за 2020 год, составляющих 17,73 тыс. руб. с учетом коэффициента 1,08. Поскольку нормативными документами дополнительный коэффициент не установлен, экспертная группа считает экономически обоснованными на 2022 год экологические платежи в сумме фактических расходов 2020 года – 17,73 тыс. руб.

По расчетам экспертной группы расходы АО «ТГЭС» по статье «Прочие налоги и сборы» в 2022 году составят 317,55 тыс. руб.

Отчисления на социальные нужды

Экспертная группа на 2022 г. осуществила собственный расчет отчислений на социальные нужды АО «ТГЭС» исходя из фактической доли отчислений за 2020 г. (по данным раздельного учета - 28,6745%) и плановых объемов расходов на оплату труда на 2022 г. (176 250,09 тыс. руб.). Итого расходы по данной статье определены в размере 50 538,36 тыс. руб.

Налог на прибыль

В соответствии с п. 20 Основ ценообразования, при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитывается величина налога на прибыль организаций, которая относится по данным раздельного учета к деятельности по оказанию услуг по передаче электрической энергии и осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям, сформированная по данным бухгалтерского учета за последний истекший период.

Фактический налог на прибыль за последний истекший период по видам деятельности передача электрической энергии и осуществление технологического присоединения (2020 г.) определен экспертами в разделе выше на основании данных раздельного учёта в размере 76 642,92 тыс. руб.

Экспертная группа считает обоснованным учесть расходы по данной статье в 2022 на уровне фактических расходов 2020 в размере 76 642,92 тыс. руб.

Плановые выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей

По расчету АО «ТГЭС» выпадающие доходы от технологического присоединения льготных категорий заявителей в 2022 году составят 5 578,71 тыс. руб.

Размер плановых выпадающих доходов по данным АО «ТГЭС», связанных с технологическим присоединением льготных категорий потребителей, мощность которых, не превышает 15 кВт включительно на 2022 год не превышает величину плановых выпадающих доходов, связанных с технологическим присоединением льготных категорий потребителей по расчету экспертной группы.

Экспертная группа определила величину плановых выпадающих доходов, связанных с технологическим присоединением льготных категорий потребителей, мощность которых, не превышает 15 кВт включительно на 2022 год в размере 5 578,71 тыс. руб., что соответствует заявке АО «ТГЭС».

По расчетам экспертной группы скорректированные неподконтрольные расходы АО «ТГЭС» в 2022 году составят 183 427,27 тыс. руб., что меньше расходов, заявленных АО «ТГЭС», на 7 064,36 тыс. руб.

Отдельными статьями расходов в составе необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» заявлены расходы на компенсацию фактических расходов 2020 года на осуществление технологического присоединения к сетям филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (в настоящий момент – ПАО «Россети Центр и Приволжье»). Также заявлены фактические расходы 2020 года на проведение мероприятий, связанных с профилактикой распространения коронавирусной инфекции.

Затраты по договорам технологического присоединения с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2020 г.

Расходы по данной статье заявлены АО «ТГЭС» в размере 70,08 тыс. руб.

Расходы учтены по 4-м договорам, в качестве их обоснования представлены договоры с приложениями и дополнительными соглашениями и акты об осуществлении технологического присоединения за 2020 год на сумму 70,08 тыс. руб.

Таблица 15 Договоры и акты на технологическое присоединение АО "ТГЭС" к сетям ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2020 год.

№ п/п	Дата ДТП с МРСК	Заявитель	№, дата ДТП с заявителем	№, дата акта ТП с МРСК	Стоимость ДТП с МРСК, руб.
1.	44-14 27.01.2014 г.	ГУКС «ТулобЛУКС»	1174 27.12.2013	20-20/ТП 02.10.2020	22 660,92
2.	74-16 22.08.2016 г.	ООО «Тула-Сити»	391-16 04.08.2016	04-20/ТП 20.01.2020	12 558,0
3.	711025559 14.03.2019 г.	ООО «Специализированный застройщик «Демидов плаза»	463-18 15.10.2018	10-20/ТП 18.03.2020	17 430,26
4.	711030184 04.06.2019	ООО «АЙ-СТРОЙ ТУЛА»	171-19 15.04.2019	06-20/ТП 30.01.2020	17 430,26
	Итого (без НДС), руб.				70 079,44

Затраты по договорам технологического присоединения с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» закрытые в 2020 году определены экспертной группой в размере 70,08 тыс. руб.

Компенсация расходов на проведение мероприятий, связанных с профилактикой распространения коронавирусной инфекции (COVID-19)

По данным АО «ТГЭС» расходы на проведение мероприятий, связанных с профилактикой распространения коронавирусной инфекции COVID-19, в 2020 году составили 2 352,24 тыс. руб.

В качестве обоснования расходов представлены договоры на дезинфекцию, лабораторные исследования, тестирование работников.

Расходы предполагается учитывать указанные выше расходы в составе неподконтрольных расходов, при этом по своему составу все расходы относятся к операционным (подконтрольным) расходам. При определении базового уровня операционных расходов на следующий долгосрочный период регулирования фактически произведенные расходы будут принимать участие в расчетах.

Необходимо отметить, что часть расходов может быть осуществлена за счет страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

В соответствии с п. 3.1 Правил финансового обеспечения предупредительных мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников и санаторно-курортного лечения работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными производственными факторами, утвержденных приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 14 июля 2021 года № 467н предусмотрено:

«3.1. Финансовому обеспечению в 2021 году за счет сумм страховых взносов подлежат расходы страхователя на реализацию мероприятий по предупреждению распространения новой коронавирусной инфекции (COVID-19):

а) приобретение одноразовых масок, респираторов и (или) многоразовых тканевых масок для защиты органов дыхания, а также щитков лицевых, бахил, перчаток, противочумных костюмов 1 типа, одноразовых халатов (далее - средства защиты);

б) приобретение дезинфицирующих салфеток и (или) дезинфицирующих кожных антисептиков для обработки рук работников (далее - дезинфицирующие средства) и дозирующих устройств (оборудования) для обработки рук указанными антисептиками (далее - дозирующие устройства);

в) приобретение устройств (оборудования), в том числе рециркуляторов воздуха, и (или) дезинфицирующих средств вирулицидного действия для комплексной обработки транспортных средств, транспортной упаковки материалов, оборудования, продуктов, служебных помещений, контактных поверхностей;

г) приобретение устройств (оборудования) для бесконтактного контроля температуры тела работника и (или) термометров;

д) проведение лабораторного обследования работников на COVID-19 (метод ПЦР и (или) анализ на антитела к COVID-19)».

Кроме того, ФАС РФ письмом от 13.08.2021 г. № ВК/68024/21 в ответ на обращение регулирующего органа о порядке учета в составе необходимой валовой выручки расходов на противодействие распространения коронавирусной инфекции изложила свою позицию:

«Действующим законодательством в области государственного регулирования цен (тарифов) в сфере электроэнергетики не предусмотрен учет указанных расходов в составе необходимой валовой выручки регулируемой организации при установлении тарифов на очередной год долгосрочного периода регулирования».

Экспертная группа считает, что учет фактических расходов 2020 года по противодействию коронавирусной инфекции не соответствует требованиям действующих нормативных документов.

Расчет экономии от снижения технологических потерь

П 34.1. Основ ценообразования определено:

Экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов учитывается в составе необходимой валовой выручки в течение 10 лет с начала периода регулирования, следующего за периодом, в котором указанная экономия была достигнута, при условии, что такие мероприятия не финансировались и не будут финансироваться за счет бюджетных средств.

Расчет величины экономии технологических потерь ТСО осуществляется в соответствии с п. 34(2) Основ ценообразования по формуле:

$$\text{Эдпр} = \max(0; N \times \text{WOC} - \text{Пф}) \times \text{ЦП},$$

где,

N - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, в процентах от величины суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации;

WOC - величина суммарного отпуска электрической энергии в сеть сетевой организации (тыс. кВт);

Пф - величина фактических потерь электрической энергии в сетях сетевой организации (тыс. кВт);

ЦП - фактически сложившаяся средневзвешенная цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям (руб./кВт·ч).

По расчету АО «ТГЭС» экономия расходов на оплату технологических потерь электрической энергии в 2022 году должна быть учтена в сумме 81 440,13 тыс. руб.

Экспертной группой определено, что в соответствии с нормативными документами учитывается экономия, возникшая в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов. Объем экономии потерь в результате проведения мероприятий определен экспертной группой на основании представленных отчетов, направляемых в Минэнерго России по формам Приложения № 1.13 к приказу Минэнерго России от 16.08.2019 г. № 865 «Сведения о мероприятиях по снижению потерь электрической энергии в электрических сетях» за 2018-2020 гг. В соответствии с представленными АО «ТГЭС» формами экономия потерь электрической энергии в результате проведения мероприятий составила за 3 года 10,97 млн. кВт·ч.

По расчету экспертной группы экономия потерь в 2022 году может быть учтена в сумме 31 592,03 тыс. руб.

Расчет экономии от снижения операционных расходов

Данный вид расходов не заявлен АО «ТГЭС» в НВВ на 2022 год.

По расчетам экспертной группы экономия операционных расходов, подлежащая учету в НВВ на 2022 год, составит 0,00 руб.

Расчет возврата инвестированного капитала на 2022 год

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины возврата инвестированного капитала АО «ТГЭС» на 2022 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 срок использования.

В связи с тем, что в 2022 году капитал, инвестированный до перехода к регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала, полностью возвращается, расчет возврата капитала произведен отдельно для «старого» и «нового» капиталов.

Возврат «старого» капитала в 2022 году может быть осуществлен только в размере остаточной стоимости «старого» капитала на начал 2022 года.

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 полной и остаточной стоимости «старого» капитала на начало 2022 года приведен в таблице 3 настоящего экспертного заключения.

Возврат «старого» капитала в 2022 году может быть осуществлен только в размере остаточной стоимости «старого» капитала, составляющей на начало 2022 года 96 469,71 тыс. руб.

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 2022 года составляет 2 849 128,48 тыс. руб. Возврат «нового» капитала в 2022 году составит 81 403,67 тыс. руб.

По расчету экспертной группы возврат капитала в 2022 году составит 177 873,38 тыс. руб.

Расчет дохода на инвестированный капитал на 2022.

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины дохода на инвестированный капитал АО «ТГЭС» на 2022 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 размер 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.

Остаточная стоимость «старого» капитала на начало 2022 года составляет 96 469,71 тыс. руб. норма доходности, установленная в составе долгосрочных параметров регулирования, составляет 11%. Доход на «старый» капитал составляет 10 611,67 тыс. руб.

Расчет первоначальной и остаточной стоимости «нового» капитала произведен в таблице 4 настоящего экспертного заключения. Остаточная стоимость «нового» капитала на начало 2022 года составляет 2 521 201,35 тыс. руб. Доход на «новый» капитал в 2022 году составил 277 332,15 тыс. руб.

По расчету экспертной группы доход на инвестированный капитал в 2022 году составил 287 943,82 тыс. руб.

Определение величины изменения необходимой валовой выручки в 2022 году, производимого в целях сглаживания тарифов

Величина изменения необходимой валовой выручки, производимого в целях сглаживания тарифов, рассчитывалась экспертами исходя из суммы сглаживания, которую необходимо учесть в тарифах регулируемой организации до окончания долгосрочного периода регулирования. Экспертной группой учтена в расчете НВВ АО «ТГЭС» на 2022 год величина изменения НВВ в целях сглаживания 64,45 тыс. руб.

Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2022 год

Расчет затрат на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2022 год представлен в таблице ниже:

Таблица 16 – Расчет расходов на компенсацию потерь

Показатель	2022		
	1 пол	2 пол	Год
Поступление в сеть	586 604,80	557 723,40	1 144 328,20
Полезный отпуск	507 049,60	476 042,70	983 092,30
Потери	79 555,20	81 680,70	161 235,90

Потери, %	13,56%	17,16%	14,09%
Затраты на покупку потерь	270 331,62	278 812,76	549 144,38

Таким образом, затраты на покупку потерь составят 549 144,38 тыс. руб.

**Сводный экспертный расчет необходимой валовой выручки
АО «ТГЭС» на 2022**

На основании проведенного анализа предоставленных материалов и осуществленных расчетов, экспертная группа осуществила сводный экспертный расчет необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2022 год, который представлен в таблице ниже.

Таблица 17 Сводный экспертный расчет НВВ АО «ТГЭС» на 2022 г.

№	Показатели	Утверждено на 2021 г.	Заявка АО "ТГЭС" на 2022 г.	Расчет экспертной группы на 2022 г.	Изменение НВВ 2022 эксп. групп./ НВВ 2021	Изменение НВВ эксп. групп. 2022 / НВВ 2022 заявка
1	Необходимая валовая выручка на содержание (собственная)	762 839,54	870 276,24	805 239,04	5,56%	-7,47
1.1	Операционные расходы	246 287,45	250 818,36	260 606,21	5,81	3,90
1.2	Неподконтрольные расходы	175 531,01	190 491,63	183 427,27	4,50	-3,71
1.3	Возврат инвестированного капитала	170 528,88	180 182,47	177 873,38	4,31	-1,28
1.4	Доход на инвестированный капитал	266 417,19	288 794,32	287 943,82	8,08	-0,29
1.5	Величина компенсации выпадающих/излишне полученных доходов	-96 972,16	-101 708,09	-104 464,89	7,73	2,71
1.6	Корректировка по надежности и качеству	8 151,74	8 232,60	8 232,60	0,99	0,00
1.7	Корректировка по исполнению инвестиционной программы	-10 013,21	-30 461,95	-40 105,90	300,53	31,66
1.8	Изменение необходимой валовой выручки, производимое в целях сглаживания	1 829,68	64,45	64,45		
1.9	Выпадающие от ДТП с ПАО "МРСК Центра и Приволжья" закрытые в 2020 году и мероприятия по профилактике COVID-19	1078,96	2 422,32	70,08	-93,50	-97,11
1.10	Экономия от снижения объема технологического расхода электроэнергии (потерь)	-	81 440,13	31592,03	-	-61,21
2	Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода электроэнергии (потери)	519 635,66	544 814,05	549 144,38	5,68	0,79
3	Необходимая валовая выручка всего	1 282 475,21	1 415 090,29	1 354 383,42	5,61	-4,29

**Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии
для АО «Тульские городские электрические сети»
на 2022 г. (2018-2022 г. г.)**

	Ед. изм.	1 полугодие	2 полугодие
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	408 294,82	408 294,82
Ставка по оплате потерь	руб./ МВт*ч	533,15	585,69
Одноставочный тариф	руб./ кВт*ч	1,32719	1,43145

АО «ТГЭС» ознакомлено с уровнем НВВ и размером тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2022 год.

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: согласиться с уровнем НВВ на 2022 год для АО «Тульские городские электрические сети» и размером индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» и сетевой организацией АО «Тульские городские электрические сети» в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

**Председатель комитета
Тульской области по тарифам**



Д.А. Васин