

**Выписка из ПРОТОКОЛА № 38  
заседания Правления комитета  
Тульской области по тарифам,  
прошедшего в формате видеоконференцсвязи**

24 декабря 2020 г.

**ПРЕДСЕДАТЕЛЬСТВОВАЛ:**

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

Присутствовали:

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

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

Приглашенные на заседание:

Уварова Е.В. – директор ГКУ ТО «Экспертиза»;  
Плешаков Д.Н. – представитель ГКУ ТО Экспертиза;  
Комонова М.Ю. – представитель ГКУ ТО Экспертиза;  
Власенко М.Л. – представитель ГКУ ТО «Экспертиза»;  
Шаманаева О.А. – представитель ГКУ ТО «Экспертиза»;  
Шашок Л.А. – представитель ГКУ ТО «Экспертиза»;  
Васев П.А. – представитель по доверенности АО «Тулагоргаз»;  
Ерохина К.А. – представитель ГКУ ТО «Экспертиза».

**Повестка дня**

1. Об установлении размера стандартизированных тарифных ставок, определяющих величину платы за технологическое присоединение к сетям газораспределения АО «Тулагоргаз», АО «Газпром газораспределение Тула» на 2021 год – докладчик Маловинский Е.В. (содокладчик Шаманаева О.А.);

2. Об установлении размера платы и выпадающих доходов за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования с максимальным расходом газа, не превышающим 15 куб. метров в час (для заявителей, намеревающихся использовать газ для целей предпринимательской (коммерческой) деятельности) и 5 куб. метров в час (для прочих заявителей) для АО «Тулагоргаз» и «Газпром газораспределение Тула» на 2021 год – докладчик Козенко Е.В.;

3. Об установлении платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям АО «Газпром газораспределение Тула» объекта капитального строительства Баловневой Людмилы Александровны: «190 жилых домов», расположенного по адресу: Тульская область, Ленинский район, мкр. Водный, д. Медвенка, кадастровый номер квартала 71:14:020701» - докладчик Маловинский Е.В. (содокладчик Шаманаева О.А.);

4. Об установлении размера специальных надбавок к тарифу на транспортировку газа для финансирования программы газификации АО «Тулагоргаз», АО «Газпром газораспределение Тула» на 2021 год - докладчик Козенко Е.В.;

5. Об установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии на территории Тульской области на 2021 год:

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

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

5.3 ООО «Новомосковская энергосбытовая компания» – докладчик Шалик С.В.;

6. Об установлении стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2021 год - докладчик Маловинский Е.В.;

7. Об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2021 год для сетевых организаций Тульской области - докладчик Маловинский Е.В.;

8. Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и сетевыми организациями Тульской области на 2021 год (по списку) :

докладчик Филимонова И.В.:

8.1 АО «Алексинская электросетевая компания»;

8.2 ООО «ТОЗ-Энерго»;

8.3 АО «МСК Энерго»;

8.4 ЗАО «Узловский машиностроительный завод»;

8.5 ООО «Энерго-Сеть»;

докладчик Шалик С.В.:

8.6 ООО «Промэнергосбыт»;

8.7 ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области;

8.8 АО «Октава»;

8.9 ООО «ПромТехноПарк»;

8.10 АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова»;

8.11 ООО «Энерго Холдинг».

докладчик Шашок Л.А.:

8.12 ООО «Солерс»;

8.13 ООО «Энергосеть»;

8.14 АО «Пластик»;

8.15 ООО «КС-Энерго»;

8.16 АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод»;

8.17 АО «Акционерная компания «Туламашзавод»;

8.18 ООО «ПрофЭнерго»;

8.19 ООО «ТранзитЭнерго»;

докладчик Карсеева Г.В.:

8.20 ООО «Зернопродукт»;

8.21 ОАО «Щекиноазот»;

8.22 АО «Комбайнмашстрой»;

8.23 АО «Технопарк»;

8.24 Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - «Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры»;

8.25 Центральный филиал ООО «Газпром энерго»;

8.26 ОАО «Щекинская городская электросеть»;

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

8.28 Филиал Волго-Вятский АО «Оборонэнерго»;

8.29 ООО «Ин-Групп Энерго».

9. О корректировке необходимой валовой выручки для электросетевых организаций, в отношении которых применяется метод доходности инвестированного капитала, на 2021 год

9. О корректировке необходимой валовой выручки для электросетевых организаций, в отношении которых применяется метод доходности инвестированного капитала, на 2021 год для АО «Тулские 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 «Тулские городские электрические сети» – докладчик Шалик С.В.;

10. О корректировке необходимой валовой выручки для электросетевых организаций, в отношении которых применяется метод доходности инвестированного капитала, на 2021 год для филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – докладчик Катаева Ю.Ю.;

11. 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 2021 год – докладчик Маловинский Е.В.

**7. Об установлении стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2021 год**

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

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 2021 год.

**Стандартизированные тарифные ставки на 2021 год**

№ п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки	Единица измерения
1	C <sub>1</sub>	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 для постоянной схемы электроснабжения	27 902,95	рублей за одно присоединение (без НДС)
1.1	C <sub>1.1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, для постоянной схемы электроснабжения	8 892,34	
1.2	C <sub>1.2</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, для постоянной схемы электроснабжения	19 010,61	
2	C <sub>1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства,	27 902,95	рублей за одно присоединение (без НДС)

		принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем для временной схемы электроснабжения		
2.1	C <sub>1.1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, для временной схемы электроснабжения	8 892,34	
2.2	C <sub>1.2</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, для временной схемы электроснабжения	19 010,61	
<b>Для территорий городских населенных пунктов</b>				
3	C <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 2.3.2.3.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	973 674,75	рублей/км (без НДС)
4	C <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 2.3.1.4.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	1 075 669,62	
5	C <sub>город,1–20 кВ</sub> 2.3.1.4.1		2 686 827,82	
6	C <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 2.3.1.4.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	1 432 423,06	
7	C <sub>город,1–20 кВ</sub> 2.3.1.4.2		2 131 495,05	
8	C <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно	1 273 765,33	рублей/км (без НДС)
9	C <sub>город,1–20 кВ</sub> 3.1.2.1.1		1 228 447,56	
10	C <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.1.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	1 313 626,09	
11	C <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.1.3	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	1 349 063,47	
12	C <sub>город,1–20 кВ</sub> 3.1.2.1.3		1 563 410,43	
13	C <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.1.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	1 651 390,69	
14	C <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно	1 385 872,69	
15	C <sub>город,1–20 кВ</sub> 3.1.2.2.1		1 723 679,68	
16	C <sub>город,0,4 кВ и ниже</sub> 3.1.2.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией	2 070 108,25	

17	С <sub>3.1.2.2.2</sub> <sup>Город,1-20 кВ</sup>	сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	1 902 107,51	
18	С <sub>3.1.2.2.3</sub> <sup>Город,0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	2 242 512,07	
19	С <sub>3.1.2.2.3</sub> <sup>Город,1-20 кВ</sup>		2 411 098,46	
20	С <sub>3.1.2.2.4</sub> <sup>Город,0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	2 455 337,01	
21	С <sub>3.1.2.2.4</sub> <sup>Город,1-20 кВ</sup>		3 032 175,16	
22	С <sub>3.6.2.1.1</sub> <sup>Город,0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно	4 598 657,97	
23	С <sub>3.6.2.1.2</sub> <sup>Город,0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	4 730 980,00	
24	С <sub>3.6.2.1.3</sub> <sup>Город,0,4 кВ и ниже</sup>	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	5 532 658,57	
25	С <sub>3.6.2.2.2</sub> <sup>Город,1-20 кВ</sup>	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	5 098 935,58	
26	С <sub>3.6.2.2.3</sub> <sup>Город,1-20 кВ</sup>	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	5 971 402,07	
27	С <sub>3.6.2.2.4</sub> <sup>Город,1-20 кВ</sup>	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	6 659 799,86	
28	С <sub>5.1.1</sub> <sup>Город,6(10)/0,4 кВ</sup>	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно	15 507,09	рублей/кВт (без НДС)
29	С <sub>5.1.2</sub> <sup>Город,6(10)/0,4 кВ</sup>	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно	12 831,07	
30	С <sub>5.1.3</sub> <sup>Город,6(10)/0,4 кВ</sup>	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	6 151,08	
31	С <sub>5.1.4</sub> <sup>Город,6(10)/0,4 кВ</sup>	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	4 551,65	

32	С <sub>5.1.5</sub> город,6(10)/0,4 кВ	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	4 745,49	
33	С <sub>5.2.3</sub> город,6(10)/0,4 кВ	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	17 796,52	
34	С <sub>5.2.4</sub> город,6(10)/0,4 кВ	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	12 162,56	
35	С <sub>5.2.5</sub> город,6(10)/0,4 кВ	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	6 031,38	
36	С <sub>8.1.1</sub> город,0,4 кВ и ниже без ТТ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	18 005,63	рублей за точку учета (без НДС)
37	С <sub>8.2.1</sub> город,0,4 кВ и ниже без ТТ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	26 529,31	
38	С <sub>8.2.1</sub> город,1–20 кВ		386 317,64	
39	С <sub>8.2.2</sub> город,0,4 кВ и ниже с ТТ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	37 623,50	
40	С <sub>8.2.3</sub> город,1–20 кВ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	189 720,41	
Для территорий, не относящихся к городским населенным пунктам				
41	С <sub>2.3.1.4.1</sub> не город,0,4 кВ и ниже	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	1 653 031,65	рублей/км (без НДС)
42	С <sub>2.3.1.4.1</sub> не город,1–20 кВ		2 618 269,45	
43	С <sub>2.3.1.4.2</sub> не город,0,4 кВ и ниже	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	1 742 425,91	
44	С <sub>2.3.1.4.2</sub> не город,1–20 кВ		2 127 463,61	
45	С <sub>3.1.2.1.2</sub> не город,0,4 кВ и ниже	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	980 967,73	
46	С <sub>3.1.2.2.2</sub> не город,0,4 кВ и ниже	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	2 394 141,74	
47	С <sub>3.1.2.2.2</sub> не город,1–20 кВ		2 758 810,19	
48	С <sub>3.1.2.2.3</sub> не город,1–20 кВ	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	2 382 735,72	
49	С <sub>3.6.2.1.2</sub> не город,0,4 кВ и ниже	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением	5 268 286,31	

		провода от 50 до 100 квадратных мм включительно		
50	$C_{3.6.2.2.3}^{\text{не город,1-20 кВ}}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	11 150 847,67	
51	$C_{4.2.2}^{\text{не город,1-20 кВ}}$	распределительные пункты номинальным током от 100 до 250 А включительно	15 522 852,17	рублей/шт (без НДС)
52	$C_{5.1.1}^{\text{не город,6(10)/0,4 кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно	13 576,08	рублей/кВт (без НДС)
53	$C_{5.1.2}^{\text{не город,6(10)/0,4 кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно	7 596,35	
54	$C_{5.1.3}^{\text{не город,6(10)/0,4 кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	3 478,86	
55	$C_{5.1.4}^{\text{не город,6(10)/0,4 кВ}}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	2 276,41	
56	$C_{6.2.4}^{\text{не город,6(10)/0,4 кВ}}$	Распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 250 до 400 кВА включительно	15 003,61	рублей/кВт (без НДС)
57	$C_{8.1.1}^{\text{не город,0,4 кВ и ниже без ТТ}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	18 005,63	рублей за точку учета (без НДС)
58	$C_{8.2.1}^{\text{не город,0,4 кВ и ниже без ТТ}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	26 529,31	
59	$C_{8.2.1}^{\text{не город,1-20 кВ}}$		386 317,64	
60	$C_{8.2.2}^{\text{не город,0,4 кВ и ниже с ТТ}}$		37 623,50	
61	$C_{8.2.3}^{\text{не город,1-20 кВ}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	189 720,41	

**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 2021 г.**

№ п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки, рублей/кВт
1	$C_{\text{max } N1}$	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 для постоянной схемы электроснабжения	1 333,94
1.1	$C_{\text{max } N1.1}$	ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, для постоянной схемы электроснабжения	425,11
1.2	$C_{\text{max } N1.2}$	ставка на покрытие расходов на проверку выполнения сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, для постоянной схемы электроснабжения	908,83

2	$C_{\max N1}$	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 для временной схемы электроснабжения	1 333,94
2.1	$C_{\max N1.1}$	ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю, для временной схемы электроснабжения	425,11
2.2	$C_{\max N1.2}$	ставка на покрытие расходов на проверку выполнения сетевой организацией выполнения технических условий заявителем, для временной схемы электроснабжения	908,83
Для территорий городских населенных пунктов			
3	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N2.3.1.4.1}$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	7 664,48
4	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N2.3.1.4.1}$		3 624,01
5	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N2.3.1.4.2}$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	12 124,59
6	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N2.3.1.4.2}$		9 547,00
7	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.1.1}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно	4 880,41
8	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N3.1.2.1.1}$		542,08
9	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.1.2}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	2 406,67
10	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.1.3}$		1 421,96
11	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N3.1.2.1.3}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	7 246,32
12	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.1.4}$		3 029,61
13	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.2.1}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно	2 309,79
14	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N3.1.2.2.1}$		3 636,87
15	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.2.2}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	3 257,10
16	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N3.1.2.2.2}$		3 875,69
17	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.2.3}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	2 139,85
18	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N3.1.2.2.3}$		13 000,59
19	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.1.2.2.4}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	2 466,30
20	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}_{\max N3.1.2.2.4}$		7 693,68
21	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}_{\max N3.6.2.1.1}$	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с	14 726,65



		резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно	
22	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}$ max №3.6.2.1.2	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	7 271,90
23	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}$ max №3.6.2.1.3	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	3 178,72
24	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}$ max №3.6.2.2.2	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	6 772,02
25	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже}}$ max №3.6.2.2.3	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	2 252,40
26	$C_{\text{город, 1-20 кВ}}$ max №3.6.2.2.3		21 652,35
27	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}$ max №3.6.2.2.4	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 500 квадратных мм включительно	4 880,41
28	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$ max №5.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно	15 507,09
29	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$ max №5.1.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно	12 831,07
30	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$ max №5.1.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	6 151,08
31	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$ max №5.1.4	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	4 551,65
32	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$ max №5.1.5	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	4 745,49
33	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$ max №5.2.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	17 796,52
34	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$ max №5.2.4	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	12 162,56
35	$C_{\text{город, 6(10)/0,4 кВ}}$ max №5.2.5	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 420 до 1000 кВА включительно	6 031,38
36	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже без ТТ}}$ max №8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	13 002,31
37	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже без ТТ}}$ max №8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	2 196,38
38	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}$ max №8.2.1		2 630,38
39	$C_{\text{город, 0,4 кВ и ниже с ТТ}}$ max №8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	643,31
40	$C_{\text{город, 1 - 20 кВ}}$ max №8.2.3	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	798,82
Для территорий, не относящихся к городским населенным пунктам			
41	$C_{\text{не город, 0,4 кВ и ниже}}$ max №2.3.1.4.1		10 746,28

42	$C_{не\ город}$ , 1 - 20 кВ max N 2.3.1.4.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	2 582,55
43	$C_{не\ город}$ , 0,4 кВ и ниже max N 2.3.1.4.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	50 595,37
44	$C_{не\ город}$ , 1 - 20 кВ max N 2.3.1.4.2		24 573,56
45	$C_{не\ город}$ , 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.1.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	3 457,04
46	$C_{не\ город}$ , 0,4 кВ и ниже max N 3.1.2.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	16 120,55
47	$C_{не\ город}$ , 1 - 20 кВ max N 3.1.2.2.2		6 918,49
48	$C_{не\ город}$ , 1 - 20 кВ max N 3.1.2.2.3	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	9 942,79
49	$C_{не\ город}$ , 0,4 кВ и ниже max N 3.6.2.1.2	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно	3 397,72
50	$C_{не\ город}$ , 1 - 20 кВ max N 3.6.2.2.3	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно	820,28
51	$C_{не\ город}$ , 6(10)/0,4 кВ max N 5.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно	13 576,08
52	$C_{не\ город}$ , 6(10)/0,4 кВ max N 5.1.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно	7 596,35
53	$C_{не\ город}$ , 6(10)/0,4 кВ max N 5.1.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно	3 478,86
54	$C_{не\ город}$ , 6(10)/0,4 кВ max N 5.1.4	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно	2 276,41
55	$C_{не\ город}$ , 6(10)/0,4 кВ max N 6.2.4	распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 250 до 400 кВА включительно	15 003,61
56	$C_{не\ город}$ , 0,4 кВ и ниже без ТТ max N 8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	13 002,31
57	$C_{не\ город}$ , 0,4 кВ и ниже без ТТ max N 8.2.1		2 196,38
58	$C_{не\ город}$ , 1 - 20 кВ max N 8.2.1		
59	$C_{не\ город}$ , 0,4 кВ и ниже с ТТ max N 8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	643,31
60	$C_{не\ город}$ , 1 - 20 кВ max N 8.2.3	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	798,82

### Формула платы за технологическое присоединение

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

$$Птп = C_1 + C_{8,i,t} \times q_{i,t}$$

$$C_1 = C_{1.1} + C_{1.2} \text{ (руб.)}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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):

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

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).

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

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);

$C_{1.2}$  - проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий;

$C_{2,i,t}$ ,  $C_{3,i,t}$  - 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 (погреб, сарай), 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 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 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.

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.).

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

#### **8. Об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2021 год для сетевых организаций Тульской области**

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

Слушали Маловинского Е.В., который доложил об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2021 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 2021 год экспертной группой были использованы фактические данные ТСО за 2017 - 2019 годы и значения единых стандартизированных тарифных ставок на 2021 год.

Экспертная группа предлагает утвердить сумму выпадающих доходов ТСО от технологического присоединения, принятую к учету в НВВ сетевых организаций на 2021 год в размере 293 028,71 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 2021 год в размере 2 134,73 тыс. руб., в том числе за 2019 год в размере (-)2 201,28 тыс. руб., на 2021 год в размере 4 336,01 тыс. руб.;

Территориальные сетевые организации были ознакомлены с размером выпадающих доходов от льготного технологического присоединения, учтенных в необходимой валовой выручке на 2021 год.

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

согласиться с размером выпадающих доходов от технологического присоединения на 2020 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.).

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

**9. О корректировке необходимой валовой выручки для электросетевых организаций, в отношении которых применяется метод доходности инвестированного капитала, на 2021 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 2021 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».

АО «ТГЭС» представило материалы на утверждение НВВ и тарифов на услуги по передаче электроэнергии на 2021 год долгосрочного периода 2018-2022 гг. (письмо вх. от 29.04.2020 № 03-16/3776).

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 2019 г.**

Основные финансово – экономические показатели хозяйственной деятельности АО «ТГЭС» за 2019 г. приведены в таблице ниже.

**Таблица 1 – Основные финансовые показатели АО «ТГЭС» за 2019.**

Показатель	Ед. изм.	2018 год	2019 год	Отклонение показателей 2019 к 2018 %
1	2	4	4	5
Выручка	тыс. руб.	1 438 484,89	1 366 123,00	-5,03%
Себестоимость продаж	тыс. руб.	-955 399,17	-947 883,00	0,79%
Прибыль (убыток) от продаж	тыс. руб.	483 085,72	418 240,00	-13,42%
Чистая прибыль (убыток)	тыс. руб.	331 558,00	268 457,00	-19,03%
Рентабельность продаж	%	33,58%	30,62%	-8,83%

Выручка компании в 2019 г. по сравнению с 2018 г. уменьшилась на 5,03%. Прибыль от продаж в 2019 г. уменьшилась на 13,42% по сравнению с 2018 г. Чистая прибыль в 2019 г. составила 268 457 тыс. руб., что меньше аналогичного показателя в 2018 г. на 63 101 тыс. руб. (19,03%).

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

Таблица 2 – Основные технико-экономические показатели за 2018-2021

Показатели	Фактические, млн. кВт*ч 2018	Плановые, млн. кВт*ч 2019	Фактические, млн. кВт*ч 2019	Плановые, млн. кВт*ч 2020	Плановые, млн. кВт*ч 2021
Отпуск	1 179,96	1178,52	1143,94	1165,44	1129,64
Потери	160,26	166,05	141,03	164,21	159,17

В 2019 г. плановый объем отпуска электрической энергии ОА «ТГЭС» составил 1 178,52 млн. кВт\*ч, плановый объем потерь электрической энергии – 166,05 млн. кВт\*ч.

Таким образом, экспертная группа отмечает, что фактический отпуск электрической энергии ниже плана 2019 г. на 34,58 млн. кВт\*ч (на 2,93%), а фактические потери ниже плановых на 25,02 млн. кВт\*ч (на 15,07%).

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 октября 2017 г. № «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» Комитету Тульской области по тарифам согласованы долгосрочные параметры регулирования деятельности АО «Тульские городские электрические сети» (далее АО «ТГЭС»), в отношении которого применяется метод доходности инвестированного капитала до 2022 года.

Также п. 33 Основ ценообразования 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, возврат инвестированного капитала, получение дохода на инвестированный капитал.

Необходимая валовая выручка, определяемая при установлении тарифов на очередной долгосрочный период регулирования, рассчитывается по формуле:

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 (далее – Методические указания), 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:

$$НВВ_i^{СК} = P_i^{СК} + ВК_i^{СК} + ДК_i^{СК} + \Delta У_i + \Delta ЭОР_i + \Delta ЭП_i + \Delta НВВ_{i-1, i-2}^{КОРР} + КНК_{i-2} \cdot НВВ_{i-2}^{СК} + \text{Дельта} НВВ_i^{СТ\text{КОРР}} + \Delta НВВ_i^{КОРР\text{ИП}} + В_i^{\text{РАС}}$$

где:

$НВВ_i^{СК}$  - величина скорректированной необходимой валовой выручки на 2021 год;

$P_i^{СК}$  - 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;

$\Delta U_i$  - компенсация фактически расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году  $i-2$ , расходов 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, определяемых до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень операционных расходов устанавливался до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации", которая может принимать как положительные, так и отрицательные значения.

$\Delta ЭОР_i$  - экономия операционных расходов.

$\Delta ЭП_i$  - экономия от снижения технологических потерь;

$\Delta НВВ_{i-1,i-2}^{корр}$  - 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;

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

$\Delta НВВ_i^{ck, корр}$  - 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;

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

$V_i^{распред}$  - 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**

Следует отметить, что на основании анализа, представленной АО «ТГЭС», технической документации, экспертная группа установила факт соответствия АО «ТГЭС» критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184.

**Ведение базы инвестированного капитала с учетом реализации АО «ТГЭС» инвестиционной программы в 2019 для определения необходимой валовой выручки в 2021.**

**Выбытие активов до окончания срока их использования**

В рамках проведения экспертизы предложений АО «ТГЭС» по корректировке НВВ на 2021 год установлено, что объем выбытия активов до окончания срока использования из базы "старого" капитала за 2019 год составил:

- по первоначальной стоимости: 3 458,48 тыс. руб.,
- по остаточной стоимости: 1 090,51 тыс. руб.

Объем выбытия активов до окончания срока использования из базы "нового" капитала за 2019 год составил:

- по первоначальной стоимости: 3 337,83 тыс. руб.,
- по остаточной стоимости: 2 714,62 тыс.руб.

Объем выбытия активов до окончания срока использования из базы "старого" капитала за 2020 год составил:

- по первоначальной стоимости: 35 044,99 тыс. руб.,
- по остаточной стоимости: 4 440,78 тыс. руб.

Объем выбытия активов до окончания срока использования из базы "нового" капитала за 2020 год составил:

- по первоначальной стоимости: 429,19 тыс. руб.,
- по остаточной стоимости: 299,38 тыс.руб.

**Ввод активов в рамках инвестиционных программ**

По итогам проверки исполнения инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2019 год экспертной группой ввод объектов (за вычетом поступившей платы за тех. присоединение – 23 326 тыс. руб. по данным раздельного учета) в эксплуатацию для целей учета инвестированного капитала определен в размере 260 150,17 тыс.руб. без учета НДС.

Плановый объем ввода объектов в эксплуатацию на 2020 год согласно инвестиционной программе, составит 364 027,5 тыс. руб. без учета НДС.

На основании указанных данных в соответствии с формулами Методических указаний экспертной Учет базы инвестированного капитала по годам представлен в таблице ниже.

**Таблица 3 - Учет размера инвестированного капитала, тыс. руб.**

Наименование показателя	2018	2019	2020	2021
Первоначальная стоимость базы инвестированного капитала на 1 января (скорректированная величина)	5 137 524	5 386 604	5 639 958	5 968 511
Остаточная стоимость базы инвестированного капитала на 1 января (скорректированная величина)	2 012 711	2 121 387	2 223 829	2 421 974
Объем ввода объектов в эксплуатацию (скорректированная величина)	259 918	260 150	364 028	

Выбытие активов до установленного срока их использования				
по первоначальной стоимости	10 838	6 796	35 474	
по остаточной стоимости	4 455	3 805	4 740	
Возврат капитала	146 786	153 903	161 142	170 529

**Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей АО «ТГЭС» методом доходности инвестированного капитала на 2021 г.**

**Расчет корректировки НВВ АО «ТГЭС» на 2021 год на основании фактических данных за 2019 год**

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

В составе плановой НВВ АО «ТГЭС» на 2021 год учитываются:

- компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2019 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2019 г.;

- корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2019 год;

- корректировка необходимой валовой выручки, с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2019 году.

**Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2019 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2019 год**

Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов регулируемой организации за предшествующие годы, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2019 год производится по следующей формуле:

$$\Delta HBB_{i-2}^{\text{корр}} = HBB_{i-2}^{\text{ск}} - HBB_{i-2}^{\text{ф}} + \Delta HP_{i-2} + \Delta OP_{i-2} - \Delta \text{Корр}_{i-2}^{\text{ЦП}}$$

где (с учетом рассматриваемых периодов):

$\Delta HBB_{i-2}^{\text{корр}}$  - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2019 год. Компенсация понесенных выпадающих/излишне полученных доходов учитывается в скорректированной плановой НВВ на 2021 год с учетом индексов потребительских цен 2019-2019 гг.;

$HBB_{i-2}^{\text{ск}}$  - необходимая валовая выручка, принятая при расчете тарифов на 2019 год в части содержания сетей;

$HBB_{i-2}^{\text{ф}}$  - фактический объем выручки на содержание сетей за 2019 год;

$\Delta HP_{i-2}$  - компенсация фактически понесенных в 2019 году неподконтрольных расходов, не учтенных при установлении тарифов на 2019 год;

$\Delta OP_{i-2}$  - компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям.

$\Delta Корр_{i-2}^{ЦП}$  - компенсация выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» а, возникающих в результате отличия фактических цен покупки технологических потерь электрической энергии, от установленных при утверждении тарифов на очередной период регулирования цен покупки технологических потерь электрической энергии за 2019 год.

По заявленному расчету АО «ТГЭС» компенсация выпадающих/излишне полученных доходов за 2019 г., возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2019 г. составляет

-29 276,23тыс. руб.

Экспертная группа осуществили собственный расчет выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2019 г., возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2019 г.

#### **Определение необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», установленной на 2019 год**

В соответствии с Экспертным заключением Комитета по тарифам Тульской области по размеру необходимой валовой выручки и тарифов на услуги по передаче электрической энергии для АО «Тульские городские электрические сети» на 2019 год и шаблоном ЕИАС, в котором рассчитаны указанные тарифы, *экспертная группа определила плановую НВВ АО «ТГЭС» на содержание сетей в размере 815 173,76 тыс. руб.*

#### **Определение фактического объема выручки АО «ТГЭС» по регулируемому виду деятельности за 2019 год**

Экспертная группа определила фактическую выручку организации на содержание сетей в 2019 году в размере 815 173,76 тыс. руб. на основании предоставленных актов по взаиморасчетам с «котлодержателем» - филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2019 г. 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**

Компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа значениям определяется 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 на 2018 год;

$Кинд_{i-2}^{СК}$  - коэффициент индексации, учтенный при корректировке тарифов на 2019 год;

$Кинд_{i-2}^{\Phi}$  - коэффициент индексации операционных расходов на 2019 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц.

Величина операционных расходов на 2018 год утверждена в размере 237 036,07 тыс. руб.

Коэффициент индексации операционных расходов, учтенный на 2019 год, составляет 1,027.

Коэффициент индексации операционных расходов на 2019 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц, определяется по формуле:

$$\text{Кинд}_{i-2}^{\phi} = (1 - \text{ИР}_{i-2}) * (1 + \text{ИПЦ}_{i-2}^{\phi}) * (1 + \text{Эл} * \text{ИКА}_{i-2}^{\phi})$$

где:

$\text{ИПЦ}_{i-2}^{\phi}$  - фактический индекс инфляции за 2019 год.

$$\text{ИКА}_{i-2}^{\phi} = \frac{\text{УЕ}_{i-2}^{\phi} - \text{УЕ}_{i-3}^{\phi}}{\text{УЕ}_{i-3}^{\phi}}$$

$\text{УЕ}_{i-2,i-3}^{\phi}$  - фактический объем условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности в 2019 и 2018 годах, соответственно.

Расчет фактического коэффициента индексации операционных расходов за 2019 год приведен в таблице ниже.

**Таблица 4 Расчет фактического коэффициента индексации операционных расходов на 2019 год**

Параметры	Ед. изм.	Фактический индекс
1. Фактический индекс потребительских цен в 2019 году	%	4,5%
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 2019 года	у.е.	21 365,49
3.2 Фактический объем условных единиц 2018 года	у.е.	21 208,00
4. Коэффициент эластичности операционных расходов	x	0,75
<b>Итого фактический коэффициент индексации 2019 года</b> (1- стр.2)*(1+стр.1)*(1+стр.3*стр.4)	x	<b>1,019</b>

По расчету экспертной группы коэффициент индексации операционных расходов на 2019 год, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса инфляции и объема условных единиц, составит 1,019. Таким образом, исходя из умножения операционных расходов 2018 года (237 036,07 тыс. руб. – скорректированная величина, получена при утверждении НВВ 2018 года) на разницу фактического и учтенного коэффициента индексации 2019 года, экспертная группа определила величину компенсации операционных расходов за 2019 год в размере (- 1 826,24 тыс. руб.)

**По расчету экспертной группы, компенсация операционных расходов, связанная с изменением фактического индекса инфляции и объема условных единиц, по отношению к учтенным при установлении тарифа АО «ТГЭС» за 2019 год составляет (- 1 826,24 тыс. руб.)**

### Расчет компенсации фактически понесенных в 2019 году неподконтрольных расходов АО «ТГЭС», не учтенных при установлении тарифов на 2019 год

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

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

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

- 1) расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере электроэнергетики, рассчитанные исходя из размера тарифов, установленных в отношении товаров и услуг указанных организаций;
- 2) расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемой деятельности в сфере электроэнергетики, определяемые в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования, и лизинговые платежи;
- 3) налог на прибыль и другие обязательные налоги, платежи и сборы;
- 4) выпадающие доходы сетевой организации от присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), определяемые регулирующими органами в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования и не связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства.

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

Анализ неподконтрольных расходов 2019 года по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы представлен ниже.

**Таблица 5 Расчет неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» за 2019 г., тыс. руб.**

Показатели	Расходы, учтенные при установлении тарифов на 2019 год	Фактические расходы за 2019 год по заявке ТГЭС	Компенсация неподконтрольных расходов за 2019 год по заявке ТГЭС	Фактически е расходы за 2019 год по данным Экспертной группы	Компенсация неподконтрольных расходов за 2019 год по данным Экспертной группы
Аренда	126,30	2 023,27	1 896,97	160,09	33,79
Налоги, всего	41 403,80	46 179,80	4 776,00	46 179,80	4 776,00
Плата за землю	1 252,10	1 207,20	-44,90	1 207,20	-44,90
Налог на имущество	39 794,00	44 640,04	4 846,04	44 640,04	4 846,04
Прочие налоги и сборы	357,70	332,56	-25,14	332,56	-25,14
Отчисления на социальные нужды	49 363,70	50 907,27	1 543,57	49 877,17	513,47
Налог на прибыль	98 445,30	74 931,63	-23 513,67	74 931,63	-23 513,67
Выпадающие по ТП	6 245,70	4 186,77	-2 058,93	4 186,77	-2 058,93
<b>Неподконтрольные расходы, всего</b>	<b>195 584,80</b>	<b>178 228,74</b>	<b>-17 356,06</b>	<b>175 335,46</b>	<b>-20 249,34</b>

Далее представлено обоснование расчета экспертной группы по каждой статье фактических неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» в 2019 году.

### Аренда имущества

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Аренда имущества» в 2019 году составляют 2 023,27 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 1 896,97 тыс. руб.

Реестр договоров и оплаченные суммы представлены в таблице ниже:

**Таблица 6 – Реестр договоров по статье «Аренда имущества», тыс. руб.**

№ п/п	Наименование	Факт за 2019 г.
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
21	Договор субаренды нежилого здания № 190 от 20.06.2018	1 863,18
	<b>ИТОГО</b>	<b>2 023,27</b>

По результатам анализа предоставленных документов, в т.ч. по дополнительному запросу Комитета, Экспертная группа признала необоснованными расходы по договору субаренды нежилого здания № 190 от 20.06.2018 (1 863,18 тыс. руб.), т.к. АО «ТГЭС» не была обоснована необходимость заключения данного договора.

Экспертная группа принимает фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на аренду в 2019 году в размере 160,09 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 33,79 тыс. руб.

### Налоги

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы на уплату налогов в 2019 году составили 46 179,80 тыс. руб., в т.ч.:

- земельный налог 1 207,2 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 44,90 тыс. руб.;
- налог на имущество 44 640,04 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 4 846,04 тыс. руб.;
- транспортный налог и экологические сборы 332,56 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 25,14 тыс. руб.

Земельный налог

В качестве обоснования фактических расходов на оплату земельного налога АО «ТГЭС» представило декларацию по налогу на землю за 2019 год, по которой сумма затрат в 2019 составила 1 207,2 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2019 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату налога на землю составили 1 207,2 тыс. руб.

#### Налог на имущество

В качестве обоснования фактических расходов на уплату налога на имущество АО «ТГЭС» представило налоговую декларацию по налогу на имущество организаций за 2019 год. Исходя из данных декларации, фактические расходы на уплату налога на имущество в 2019 году составляют 44 640,04 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2019 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату налога на имущество составили 44 640,04 тыс. руб.

#### Транспортный налог

В качестве обоснования фактических расходов на уплату транспортного налога АО «ТГЭС» представило расчеты и налоговую декларацию по транспортному налогу за 2019 год. Исходя из данных декларации, фактические расходы на уплату транспортного налога в 2019 году составляют 305,662 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по расчетам экспертной группы в 2019 году фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на уплату транспортного налога составили 305,662 тыс. руб.

#### Плата за негативное воздействие на окружающую среду

В качестве обоснования фактических расходов на плату за негативное воздействие на окружающую среду АО «ТГЭС» представило расчеты и декларацию за 2019 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 2019 году в размере 26,9 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 2019 году составили 26,9 тыс. руб.

Таким образом, фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Налоги» в 2019 году составили 46 179,8 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 4 776 тыс. руб.

#### Отчисления на социальные нужды

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Отчисления на социальные нужды» в 2019 году составили 50 907,27 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 1 543,57 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 2019 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 2019 год);



- Данные раздельного учета доходов и расходов АО «ТГЭС» за 2019 г.

Исходя из представленных документов, фактические расходы по страховым взносам в 2019 году в целом по АО «ТГЭС» составили 51 077,44 тыс. руб.

В статистических формах РСВ 1 и 4ФСС отражается информация по всей консолидированной 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 отчисления на социальные нужды по передаче по распределительным сетям составил 49 877,17 тыс. руб.

В соответствии с учетной политикой и данными раздельного учёта, на деятельность по передаче электрической энергии в 2019 году отнесено 49 877,17 тыс. руб.

Исходя из представленных документов, по мнению экспертной группы, фактические экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» по статье «Отчисления на социальные нужды» в 2019 году составили 49 877,17 тыс. руб., что больше утвержденных расходов на 513,47 тыс. руб.

#### **Налог на прибыль**

По данным АО «ТГЭС» фактические расходы по статье «Налог на прибыль» в 2019 году составили 74 931,63 тыс. руб.

В качестве обоснования фактических расходов на уплату налога на прибыль АО «ТГЭС» представлена декларация по налогу на прибыль на общую сумму 75 896,4 тыс. руб. Кроме того, предоставлена таблица 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.

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

Экспертная группа определила фактический налог на прибыль, относящийся на передачу электрической энергии и технологическое присоединение, в размере 74 931,63 тыс. руб., что соответствует заявке АО «ТГЭС».

Поскольку заявка организации совпадает с величиной, рассчитанной экспертами, расходы по статье «Налог на прибыль» принимаются на уровне заявки в размере 74 931,63 тыс. руб.

#### **Выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей**

В соответствии с Постановлением комитета Тульской области по тарифам № 50/1 от 26 декабря 2018 года, плановые выпадающие расходы, связанные с технологическим присоединением льготных категорий потребителей с присоединяемой мощностью энергопринимающих устройств до 15 кВт включительно на 2019 год, составляли 6 245,67 тыс. руб.

По расчету АО «ТГЭС», по статье «Выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей» в 2019 году необходимо было учесть 4 438,54 тыс. руб., что на 1 807,16 тыс. руб. меньше утвержденных затрат.

Экспертная группа определила фактические экономически обоснованные выпадающие доходы АО «ТГЭС» от технологического присоединения льготных групп потребителей в 2019 г. в размере 4 186,77 тыс. руб., что меньше утвержденных расходов на 2 058,93 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 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 2019 год.

$\text{ЦП}_{i-2}^{\text{ф}}$  - средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях в 2019 году

$\text{ЦП}_{i-2}$  - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии (мощности) в сетях в 2019 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 2019 год, в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования.

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 2019 год экспертной группой приняты следующие показатели:

1. на основании данных формы федерального статистического наблюдения 46-ЭЭ за 2019 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 2019 год;
3. на основании актов покупки потерь учитывалась фактическая цена потерь за 2019;

Экспертный 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, возникших в 2019 году, произведен на основании плановых показателей 2019 года, утвержденных Комитетом, предоставленных АО «ТГЭС» актов покупки потерь (см. таблицу ниже).

**Таблица 7 - 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 2019 году**

№ п/п	Показатели	ед.изм.	2019 год

1	Цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях, учтенная при установлении тарифов на 2019 год (ЦПтбр i-2)	руб./МВт.ч	2 894,1
2	Средневзвешенная фактическая цена покупки электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях (ЦПф i-2)	руб./МВт.ч	2 821
3	Фактический объем отпуска в сеть	млн.кВт.ч	1 144
4	Объем потерь электрической энергии фактический	млн.кВт.ч	141,03
5	Уровень технологического расхода потерь (N i-2) ДПР	%	14,09%
6	Экономия (+) / превышение (-) фактических расходов на оплату потерь по цене	тыс.руб.	68 624,49

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 2019 год составляет (-68 624,49) тыс. руб.

#### Сводный расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2019 год

Сводные данные для расчета компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2019 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных при утверждении тарифов по расчету экспертной группы представлены в таблице.

**Таблица 8** Расчет компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2019 год, возникающих в результате отличия фактических значений параметров регулирования от установленных при утверждении тарифов, по расчету экспертной группы, тыс. руб.

Показатель	2021
Скорректированная НВВ на содержание, определенная при установлении тарифов на 2019 год	815 173,76
Фактическая выручка на содержание за 2019 год	815 173,75
Компенсация фактических расходов 2019 года	-21 225,89
Операционные расходы	-1 826,24
Неподконтрольные расходы	-20 249,34
Расходы на оплату фактических потерь за 2019 год: экономия (+) / превышение (-)	68 624,49
Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2019 год	-90 700,07
ИПЦ на 2020 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	3,20%
ИПЦ на 2021 год в соответствии с прогнозом Минэкономразвития РФ	3,60%
Величина выпадающих/излишне полученных доходов за 2019 год с учетом ИПЦ	-96 972,16

По расчетам экспертной группы, размер компенсации выпадающих/излишне полученных доходов АО «ТГЭС» за 2019 год, возникающий в результате отличия фактических значений параметров расчета тарифов от установленных на 2019 год и подлежащих учету в необходимой валовой выручке АО «ТГЭС» на 2021 года, составляет (-96 972,16) тыс. руб.

#### Расчет корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2019 год

АО «ТГЭС» заявлено в составе предложений по установлению тарифов на 2021 корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2019 год в размере 6 210,10 тыс. руб.

Расчет корректировки необходимой валовой выручки, осуществляемый в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы 2019 года, производится по следующим формулам:

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

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

где,

$\text{СС}_{i-j}^{\text{ИП}}$  - объем собственных средств на реализацию инвестиционных программ, предусмотренных в НВВ, установленной на 2019 год.

$\text{ИП}_{i-j}^{\text{пл}}$  - плановый размер финансирования инвестиционной программы, утвержденной в установленном порядке на 2019 год

$\text{ИП}_{i-j}^{\text{ф}}$  - объем фактического финансирования инвестиционной программы в 2019 году.

$\Delta \text{НВВ}_{i-29 \text{ мес}}^{\text{коррИП}}$  - учтенная при расчете тарифов на 2019 год корректировка необходимой валовой выручки, осуществленная в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы по результатам 9 месяцев 2019 года;

$\text{ВК}_{i-j}^{\text{СК}}$  - величина возврата инвестированного капитала, учтенного при расчете тарифов АО «ТГЭС» на услуги по передаче электроэнергии в 2019 году.

$\text{ДК}_{i-j}^{\text{СК}}$  - величина дохода на инвестированный капитал, учтенного при расчете тарифов АО «ТГЭС» на услуги по передаче электроэнергии в 2019 году.

$\text{ДельтаНВВ}_{i-j}^{\text{СГ Корр}}$  - величина изменения необходимой валовой выручки в 2019 году, произведенного в целях сглаживания тарифов;

$\text{Кр}_{i-j}$  - величина фактической стоимости (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности в 2019 году.

$\text{Расх}_{i-j}^{\text{приб}}$  - величина фактических расходов из прибыли (в том числе направленных на погашение кредитов) в 2019 году, признанных регулирующим органом экономически обоснованными.

**Таблица 9 Расчет корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2019 год, тыс. руб.**

Наименование показателя	Составляющая корректировки НВВ по результатам исполнения ИП за 2019 г.
-------------------------	--

Расчетная величина собственных средств для финансирования инвестиционной программы 2019 г. млн руб., в т.ч.	312 760,8
Возврат капитала, учтенный в НВВ 2019 г.	155 058,9
Доход на капитал, учтенный в НВВ 2019 г.	238 713,3
Сглаживание НВВ, учтенное в НВВ 2019 г.	0,0
Стоимость (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности в 2019 г.	42 418,4
Выпадающие доходы от льготного ТП в 2019 г., связанные с компенсацией расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства	0,0
Фактические расходы из прибыли 2019 г.	38 593,0
Плановый размер финансирования инвестиционной программы на 2019 год за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) (ИП <sup>заяв</sup> ), млн руб. без НДС	290 320,0
Объем фактического финансирования инвестиционной программы в 2019 году за счет собственных средств (выручки от реализации товаров (услуг) по регулируемым ценам (тарифам)) (ИП <sup>факт</sup> ), млн руб. без НДС (с учетом анализа исполнения ИП)	281 025,25
	0,968
<b>Величина корректировки НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, млн руб.</b>	<b>-10 013,207</b>

Плановый объем финансирования ИП определен на основании распоряжением правительства Тульской области от 03.11.2017 № 699-р (ред. от 18.11.2019).

Данные, по объему фактического финансирования инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2019 год, приняты в соответствии с письмом от 01.12.2020 № 41-15-6956 Министерства жилищно-коммунального хозяйства Тульской области в рамках осуществления контроля за её реализацией.

На основании значений указанных выше показателей, корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением/неисполнением инвестиционной программы за 2019 год определена экспертной группой в размере (- 10 013,207) тыс. руб.

#### **Корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2019 году**

Величина корректировки необходимой валовой выручки, с учетом надежности и качества услуг, производимых в 2019 году, определяется по формуле

$$\Delta HVB_{2018}^{\text{Над и кач}} = KHK_{2018} \times HVB_{2018}^{\text{Ск}},$$

где

$KHK_{i-2}$  - понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2019 году, определяемый в процентах;

$$KHK_i = K_{об_i} \cdot П_{кор_i}$$

где  $K_{об_i}$  - обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг в 2019 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 приказом Минэнерго РФ от 29.11.2016 г. № 1256 "Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций" (далее - Методические указания по надежности и качеству).

$П_{кор_i}$  - максимальный процент корректировки.

Согласно 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.

Расчет обобщенного показателя уровня надежности и качества оказываемых услуг за 2019 год, представлен в таблице ниже.

**Таблица 10 Анализ отклонений плановых от фактических значений показателей надежности и качества услуг АО «Тульские городские электрические сети» за 2019 год и расчет корректировки**

План 2019		Факт 2019					Коэф-т НиК обо бщ, Коб	НВВ 2019 тыс. руб.	Коэф-т кор-ки НВВ КНК %	Сумма кор-ки НВВ, учтен. в тарифах 2021 тыс. руб.
Показатель средней продолжительности прекращений передачи и электрической энергии (Псаиди), час	Показатель средней частоты прекращений передач и электрической энергии (Псаифи), шт.	Показатель уровня качества осуществления технологического присоединения (Птпр)	Показатель средней продолжительности прекращений передачи и электрической энергии (Псаиди), час	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии и (Псаифи), шт.	Показатель уровня качества осуществления технологического присоединения (Птпр)	Показатель качества исполнения Единых стандартов качества обслуживания потребителей				
1,8244	1,3085	1,0000	0,7435	0,7983	1,0000	-1,0000	0,50	815 173,76	1,0%	8 151,74

Плановое значение показателя уровня надежности оказываемых услуг за 2019 год АО «Тульские городские электрические сети» достигнуто со значительным улучшением.

Плановое значение показателя уровня качества осуществляемого технологического присоединения за 2019 год АО «Тульские городские электрические сети» достигнуто со значительным улучшением.

Плановое значение показателя уровня качества обслуживания потребителей услуг за 2019 год АО «Тульские городские электрические сети» достигнуто.

Размер корректировки необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» с учетом надежности и качества оказываемых услуг на 2021 год по данным Экспертной группы составляет 8 151,74 тыс. руб.

**Экспертиза необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на содержание электрических сетей в 2021 год**

**Расчет скорректированных расходов АО «ТГЭС» на 2021 год, связанных с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности**

В соответствии с п. 23 Методических указаний 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:

$$P_i^{ck} = OP_i^{ck} + NP_i^{ck}$$

где:

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

$P_i^{ck}$  - скорректированные расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, определяемые на очередной год долгосрочного периода регулирования;

$OP_i^{ck}$  - скорректированные операционные расходы на очередной год долгосрочного периода регулирования;

$NP_i^{ck}$  - скорректированные неподконтрольные расходы, определяемые регулирующими органами

**Расчет операционных расходов АО «ТГЭС» на период 2021 г.**

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

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

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

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.)

$ИП_j$  - 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 2019-2021 год была проведена на основании предоставленных организацией материалов, отражающих плановый прирост уровня УЕ в рамках реализации инвестиционных программ 2019 и 2021 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 01.01.2019.

Экспертная группа считает, что при расчете изменения условных единиц целесообразно принять только изменения в рамках инвестиционной программы и программы принятия бесхозяйных сетей (введенные физически и принятые к обслуживанию) за вычетом демонтажа (и иного отчуждения оборудования).

На основании предоставленной информации экспертная группа принимает в расчет количество УЕ 2019 года в размере 21 365,49 УЕ.

Экспертной группой проведен расчет операционных расходов АО «ТГЭС» на 2021 год в размере 246 287,45 с учетом изменения параметров расчета тарифов (см. таблицу ниже).



Таблица 11 Расчет скорректированных операционных расходов АО «ТГЭС»

№ п/п	Параметры расчета расходов	Ед. изм.	2018 утверждено	2019 факт	2020	2021
1	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)	%		4,50%	3,20%	3,60%
2	индекс эффективности операционных расходов	%		3,00%	3,00%	3,00%
3	количество активов, всего	у.е.	21 208,35	21 365,49	21 745,18	22 024,87
4	коэффициент эластичности операционных расходов по росту активов		0,75	0,75	0,75	0,75
5	индекс изменения количества активов	%		0,56%	1,33%	
6	итого коэффициент индексации			1,019	1,014	1,005
7	<b>ИТОГО подконтрольные расходы</b>	тыс. руб.	237 036,1	241 606,80	245 081,65	246 287,45

#### Расчет неподконтрольных расходов на 2021 г.

Анализ скорректированных неподконтрольных расходов на 2021 г. по данным АО «ТГЭС» и по расчету экспертной группы представлен в таблице ниже.

Таблица 12 Скорректированные неподконтрольные расходы на 2021 тыс. руб.

Показатели	2021 предложение ТГЭС	2021 экспертная группа
Аренда	2 023,27	160,09
Налоги, всего	54 456,72	47 782,06
Плата за землю	1 207,20	1 207,20
Налог на имущество	52 874,25	46 278,66
Прочие налоги и сборы	375,27	296,20
Отчисления на социальные нужды	52 523,53	48 320,99
Налог на прибыль	74 931,63	74 931,63
Выпадающие по ТП	4 336,01	4 336,01
<b>Неподконтрольные расходы, всего</b>	<b>188 271,16</b>	<b>175 530,78</b>

Далее представлено обоснование расчета экспертной группы по каждой статье неподконтрольных расходов АО «ТГЭС» в 2021 гг.

#### Аренда имущества

В качестве обоснования расходов по данной статье АО «ТГЭС» предоставило договоры, в соответствии с которыми будет осуществляться аренда имущества в 2021 г. (см. таблицу ниже).

Таблица 13 Договоры на аренду имущества АО "ТГЭС" на 2021 г.

№ п/п	Наименование	Предложение на 2021г.
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 № 16С3898 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 № 16С3831 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
21	Договор субаренды нежилого здания № 190 от 20.06.2018	1 863,18
	<b>ИТОГО</b>	<b>2 023,27</b>

По результатам анализа предоставленных документов, в т.ч. по дополнительному запросу Комитета, Экспертная группа признала необоснованными расходы по договору субаренды нежилого здания № 190 от 20.06.2018 (1 863,18 тыс. руб.), т.к. АО «ТГЭС» не была обоснована необходимость заключения данного договора.

В соответствии с Методическими указаниями №228-э п. 20 расходы, включаемые в необходимую валовую выручку в объеме, определяемом регулирующими органами (неподконтрольные расходы), включают в себя расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемой деятельности в сфере электроэнергетики.

Экспертная группа принимает плановые экономически обоснованные расходы АО «ТГЭС» на аренду в 2021 году в размере 160,09 тыс. руб.

### Налоги

#### Земельный налог

Экспертная группа считает целесообразным учесть расходы АО «ТГЭС» на уплату земельного налога в 2021 г. на уровне фактических затрат 2019 года в размере 1 207,20 тыс. руб.

#### Налог на имущество

В качестве обоснования затрат по налогу на имущество на 2021 г. АО «ТГЭС» представлены:

- налоговые декларации по налогу на имущество за 2019 год;
- данные о фактических расходах по налогу на имущество за 9 месяцев 2020 г. (34 709 тыс. руб.)

По результатам анализа предоставленных документов, эксперты считают обоснованным определить плановые расходы по налогу на имущество на 2021 г. на уровне расчетной величины 2020 г., определенной экспертами путем экстраполяции данных о фактических расходах за 9 месяцев 2020 г. на год в целом.

По расчетам экспертной группы расходы АО «ТГЭС» по статье «Налог на имущество» составят 46 278,66 тыс. руб.

Прочие налоги и сборы (транспортный налог и экологические платежи)

По результатам анализа предоставленных документов, эксперты считают обоснованным определить плановые расходы по прочим налогам на 2021 г. на уровне

расчетной величины 2020 г., определенной экспертами путем экстраполяции данных о фактических расходах за 9 месяцев 2020 г. на год в целом.

По расчетам экспертной группы расходы АО «ТГЭС» по статье «Прочие налоги» составят 296,2 тыс. руб.

#### **Отчисления на социальные нужды**

Экспертная группа на 2021 г. осуществила собственный расчет отчислений на социальные нужды АО «ТГЭС» исходя из фактической доли отчислений за 2019 г. (по данным раздельного учета - 29,01%) и плановых объемов расходов на оплату труда на 2021 г. (166 565,40 тыс. руб.). Итого расходы по данной статье определены в размере 48 320,99 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 (2019 г.) определен экспертами в разделе выше на основании данных раздельного учёта в размере 74 931,63 тыс. руб.

Экспертная группа считает обоснованным учесть расходы по данной статье в 2021 на уровне фактических расходов 2019 в размере 74 931,63 тыс. руб.

#### **Плановые выпадающие доходы от технологического присоединения льготных групп потребителей**

Размер плановых выпадающих доходов по данным АО «ТГЭС», связанных с технологическим присоединением льготных категорий потребителей, мощность которых, не превышает 15 кВт включительно на 2021 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 2021 год в размере 4 336,01 тыс. руб., что соответствует заявке АО «ТГЭС».

#### **Затраты по договорам технологического присоединения с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2019 г.**

Расходы по данной статье заявлены АО «ТГЭС» в размере 1 180,06 тыс. руб.

Экспертная группа отмечает, что в составе обосновывающих документов не предоставлены договоры и акты о ТП на сумму 101,099 тыс. руб. (см. таблицу ниже), которые исключаются Экспертной группой из заявленной организацией суммы расходов.

Реквизиты договора			Сумма, руб.
ФКУ ЦУКС ГУ МЧС Росси по Тульской области	1123 28.11.2013	42-19/ТП 31.07.2019	16 917,60
ООО «Архитэкс»	1185 09.01.2014	43-19/ТП 30.08.2019	9 794,40
ООО «Тульский теннисный центр»	203-15 15.05.2015	25-19/ТП 27.06.2019	9 163,00
ООО «ВИП-Строй»	166-15 17.04.2015	23-19/ТП 27.06.2019	22 320,56
СНТ «ХОЭМЗ»	341-15 28.07.2015	24-19/ТП 27.06.2019	22 444,00

ООО «Совдел-Строй»	263-15 18.06.2015	48-19/ТП 31.07.2019	26 652,25
ООО «Вертикаль»	279-15 30.06.2015	26-19/ТП 30.08.2019	14 027,50
<b>Итого</b>			<b>121 319,31</b>
<b>Итого без НДС</b>			<b>101 099,43</b>

Затраты по договорам технологического присоединения с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» закрытые в 2019 году определены экспертной группой в размере 1 078,96 тыс. руб.

### **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.

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

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).

Экспертная группа отмечает, что АО «ТГЭС» в тарифной заявке, а также в течение всего срока рассмотрения дела об установлении тарифов не предоставлены предложения по включению в НВВ на следующий период экономии технологических потерь, а также не представлен полный комплект документов, содержащих детализированную информацию о реализованных мероприятиях, направленных на снижение технологических потерь, с приложением подтверждающей фактические эффекты от их реализации информации.

С учетом отсутствия указанной информации, Экспертная группа не учитывает в НВВ на 2021 г. экономию технологических потерь.

### **Расчет экономии от снижения операционных расходов**

Данный вид расходов не заявлен АО «ТГЭС» в НВВ на 2021 год.

По расчетам экспертной группы экономия операционных расходов, подлежащая учету в НВВ на 2021 год, составит 0,00 руб.

### **Расчет возврата инвестированного капитала на 2021 год**

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины возврата инвестированного капитала АО «ТГЭС» на 2021 г. с учетом:

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

В необходимую валовую выручку регулируемой организации во втором и последующих долгосрочных периодах регулирования включается возврат базы инвестированного капитала, рассчитанный по следующей формуле:

$$BK_i = \frac{ПИК_i}{СВК}$$

где:

ПИК<sub>i</sub> - первоначальная стоимость базы инвестированного капитала, определяемая на начало расчетного года *i* в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета;

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

Расчет скорректированного возврата инвестированного капитала, осуществленный экспертной группой, представлен в таблице ниже.

Таблица 14 Экспертный расчет скорректированного возврата инвестированного капитала в 2021 году, тыс. руб.

№ п/п	Параметры	на 01.01.2018 г.	Факт 2018	Факт 2019	План 2020	на 01.01.2021 г.	2021
	<b>Расчет скорректированного возврата капитала</b>						
1	Полная стоимость инвестированного капитала	5 137 524,26					
2	Полная стоимость объектов, выбывших из капитала до окончания срока использования		7 856,91	3 458,48	35 044,99	46 360,37	
3	Полная стоимость объектов, выбывших из капитала, инвестированного после перехода на РАВ, до окончания срока использования		2 981,17	3 337,83	429,19	6 748,19	
4	Стоимость введенных объектов в соответствии с утвержденной ИПР		259 917,50	260 150,17	364 027,50	884 095,17	
5	Скорректированная первоначальная стоимость базы инвестированного капитала					5 968 510,87	
6	<b>ИТОГО величина скорректированного возврата капитала</b>						<b>170 528,88</b>

## Расчет дохода на инвестированный капитал на 2021.

Экспертная группа произвела расчет скорректированной величины дохода на инвестированный капитал АО «ТГЭС» на 2021 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<sub>i</sub> - остаточная стоимость базы инвестированного капитала, определяемая на начало расчетного года *i* в соответствии с правилами определения стоимости активов и размера инвестированного капитала и ведения их учета;

НД<sub>i</sub> - норма доходности капитала, созданного после перехода к регулированию методом доходности инвестированного капитала, устанавливаемая в соответствии с правилами расчета норм доходности инвестированного капитала на год *i* долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с п. 36 Основ ценообразования:

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

Расчет скорректированного дохода на инвестированный капитал, осуществленный экспертной группой, представлен в таблице ниже.

Таблица 15 – Расчет скорректированного дохода на капитал в 2021 г., тыс. руб.

№ п/п	Параметры	на 01.01.2018	Факт 2018	Факт 2019	План 2020	на 01.01.2021	2021
	<b>Расчет скорректированного дохода на капитал</b>						
1	Остаточная стоимость инвестированного капитала	2 012 710,71					
2	Остаточная стоимость объектов, выбывших из капитала до окончания срока использования		1 728,15	1 090,51	4 440,78		
3	Остаточная стоимость объектов, выбывших из капитала, инвестированного после перехода на RAB, до окончания срока использования		2 726,96	2 714,62	299,38		
4	Стоимость введенных объектов в соответствии с утвержденной ИПР		259 917,50	260 150,17	364 027,50		
5	Скорректированная остаточная стоимость базы инвестированного капитала					2 883 805,48	
6	Накопленный возврат капитала		146 786,41	153 902,96	161 141,64	461 831,01	
7	Скорректированная остаточная стоимость капитала, с учетом выбытия объектов до окончания срока использования и начисленного возврата капитала					2 421 974,47	
8	Норма доходности на капитал						11%
9	<b>ИТОГО величина скорректированного дохода на капитал</b>						<b>266 417,19</b>



## Определение величины изменения необходимой валовой выручки в 2021 году, производимого в целях сглаживания тарифов

Исходя из требований по соблюдению предельных уровней роста единых (котловых) тарифов на передачу в 2021 году, экспертной группой оптимально подобрана и учтена в расчете НВВ АО «ТГЭС» на 2021 год величина изменения НВВ в целях сглаживания 1 829,68 тыс. руб.

### Экспертиза расчетов необходимой валовой выручки на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2021 год

Расчет затрат на оплату технологического расхода (компенсацию потерь) электрической энергии в сетях АО «ТГЭС» на 2021 год представлен в таблице ниже:

**Таблица 16 – Расчет расходов на компенсацию потерь**

Показатель	2021		
	1 пол	2 пол	Год
Поступление в сеть	578 999,00	550 644,50	1 129 643,50
Полезный отпуск	498 082,00	472 394,70	970 476,70
Потери	80 917,00	78 249,80	159 166,80
Потери, %	13,98%	14,21%	14,09%
<b>Затраты на покупку потерь</b>	<b>256 740,27</b>	<b>262 895,39</b>	<b>519 635,66</b>

Таким образом, затраты на покупку потерь составят 519 635,66 тыс. руб.

### Сводный экспертный расчет необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2021

На основании проведенного анализа предоставленных материалов и осуществленных расчетов, экспертная группа осуществила сводный экспертный расчет необходимой валовой выручки АО «ТГЭС» на 2021г., который представлен в таблице ниже.

Таблица 17 Сводный экспертный расчет НВВ АО "ТГЭС" на 2021 г.

№	Показатели	Утверждено на 2020 г.	Заявка АО "ТГЭС" на 2021 г.	Расчет экспертной группы на 2021 г.	Изменение НВВ 2021 эксп. групп./ НВВ 2020	Изменение НВВ эксп. групп. 2021 / НВВ 2021 заявка
<b>1</b>	<b>Необходимая валовая выручка на содержание (собственная)</b>	<b>823 260,27</b>	<b>880 579,49</b>	<b>762 839,55</b>	<b>-7,3%</b>	<b>-13,4%</b>
1.1	Операционные расходы	246 548,82	251 156,98	246 287,45	-0,1%	-1,9%
1.2	Неподконтрольные расходы	181 353,26	188 271,14	175 531,01	-3,2%	-6,8%
1.3	Возврат инвестированного капитала	162 215,02	181 024,05	170 528,88	5,1%	-5,8%
1.4	Доход на инвестированный капитал	250 010,46	273 861,65	266 417,19	6,6%	-2,7%
1.5	Величина компенсации выпадающих/излишне полученных доходов	-15 616,06	-29 276,23	-96 972,16	521,0%	231,2%
1.6	Корректировка по надежности и качеству	7 890,98	8 151,74	8 151,74	3,5%	0,0%
1.7	Корректировка по исполнению инвестиционной программы	-7 312,51	6 210,10	-10 013,21	36,9%	-261,2%
1.8	Изменение необходимой валовой выручки, производимое в целях сглаживания	-1829,68		1829,68		
1.9	Выпадающие от ДТП с ПАО "МРСК Центра и Приволжья" закрытые в 2019 году		1 180,06	1 078,96		
1.10	Экономия от снижения объема технологического расхода электроэнергии (потерь)					
<b>2</b>	<b>Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода электроэнергии (потерь)</b>	<b>480 217,20</b>	<b>482 689,11</b>	<b>519 635,66</b>	<b>8,2%</b>	<b>7,7%</b>
<b>3</b>	<b>Необходимая валовая выручка всего</b>	<b>1 303 477,47</b>	<b>1 363 268,60</b>	<b>1 282 475,21</b>	<b>-1,6%</b>	<b>-5,9%</b>

**Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для АО «Тульские городские электрические сети» на 2021 г. (2018-2022 г. г.)**

	Ед. изм.	1 полугодие	2 полугодие
Ставка на содержание сетей	руб./МВт*мес.	395 261,85	395 261,84
Ставка по оплате потерь	руб./МВт*ч	515,46	556,52
Одноставочный тариф	руб./кВт*ч	1,28123	1,36393

АО «Тульские городские электрические сети» направило особое мнение по вопросу корректировок НВВ АО «Тульские городские электрические сети» на 2021 год (вх. № 40-01-10/1766 от 24.12.2020 прилагается на 4 л. в 1 экз.).

Экспертная группа в порядке поставленных вопросов пояснила следующее.

1. По расчету экономии от снижения объема технологического расхода электроэнергии (потерь).

Экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяется в соответствии с пунктом 34(1) - 34(3) Основ ценообразования.

Экспертная группа отмечает, что АО «ТГЭС» в тарифной заявке, а также в течение всего срока рассмотрения дела об установлении тарифов не предоставлены предложения по включению в НВВ на следующий период экономии технологических потерь, а также не представлен полный комплект документов, содержащих детализированную информацию о реализованных мероприятиях, направленных на снижение технологических потерь, с приложением подтверждающей фактические эффекты от их реализации информации.

С учетом отсутствия указанной информации, Экспертная группа не учитывает в НВВ на 2021 г. экономию технологических потерь.

2. По расчету корректировки НВВ, осуществляемой в связи с изменением/неисполнением инвестиционной программы за 2019 год.

Корректировка необходимой валовой выручки АО «ТГЭС», осуществляемая в связи с изменением/неисполнением инвестиционной программы за 2019 год определена экспертной группой в размере (- 10 013,207) тыс. руб.

Расчет данной корректировки осуществлен в соответствии с формулой МУ №228-э на основании значений входящих в её состав показателей:

- Возврат и доход на капитал, установленные на 2019 г. определены по данным экспертного заключения Комитета по расчету НВВ АО «ТГЭС» на 2019 г.

- Стоимость (процентов) заемных средств, привлеченных для осуществления регулируемой деятельности в 2019 г. определена на основании данных показателей раздельного учета доходов и расходов и подтверждающих документов, направленных АО «ТГЭС» по электронной почте 22.12.20;

- В связи с учетом расходов на осуществление льготного ТП в ИПР АО "ТГЭС", финансируемой за счет тарифных источников, Экспертная группа не считает корректным расчет и исключение данных выпадающих доходов при определении собственных средств на реализацию ИП в 2019 г.

- Фактические расходы из прибыли 2019 г. определены по результатам анализа предоставленных обосновывающих материалов и данных раздельного учета доходов и расходов Экспертная группа определила экономически обоснованные величины расходов, подлежащих учету в составе данного показателя: социальные выплаты из прибыли - 8 482,041 тыс. руб., затраты на возврат заемных средств, привлеченных для реализации ИПР - 30 111 тыс. руб.

- Плановый объем финансирования ИП определен на основании распоряжением правительства Тульской области от 03.11.2017 № 699-р (ред. от 18.11.2019),

- Фактический объем финансирования инвестиционной программы АО «ТГЭС» за 2019 год, определен в соответствии с письмом от 01.12.2020 № 41-15-6956 Министерства жилищно-коммунального хозяйства Тульской области в рамках осуществления контроля за её реализацией.

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: согласиться с уровнем необходимой валовой выручки на 2021 год для АО «Тульские городские электрические сети» и уровнем индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК

Центра и Приволжья» и сетевой организацией АО «Тулские 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., Войтицкая Т.В.).

«отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

**Председатель комитета  
Тульской области по тарифам**



**Д.А. Васин**