

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

23 декабря 2021 года

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

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

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

Приглашенные на заседание:  
Уварова Е.В. – директор ГКУ ТО «Экспертиза»;  
Власенко М.Д. – представитель ГКУ ТО «Экспертиза»;  
Шалок Д.А. – представитель ГКУ ТО «Экспертиза»;  
Паршина М.В. – представитель ООО Аудиторской фирмы «ОСБИ-М»;  
Дворский В.К. – представитель ООО Аудиторской фирмы «ОСБИ-М»;  
Давыдов Э.В. – представитель филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»;  
Воронкова Ю.О. – представитель ГКУ ТО «Экспертиза»

1. Об установлении сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков электрической энергии на территории Тульской области на 2022 год:  
1.1 АО «ТНС энерго Тула» – докладчик Филимонова И.В.;  
1.2 ООО «Алексинэнергобыт» – докладчик Филимонова И.В.;  
1.3 ООО «Гарантирующей поставщик и специализированный застройщик Новоомсковокская энергобытовая компания» – докладчик Шалик С.В.;
  2. Об установлении стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2022 год - докладчик Маловинский Е.В.;
  3. Об установлении размера выпадающих доходов от технологического присоединения на 2022 год для сетевых организаций Тульской области - докладчик Маловинский Е.В.;
  4. Об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» и сетевыми организациями Тульской области на 2022 год (по списку):  
докладчик Филимонова И.В.:  
4.1 АО «Алексинская электросетевая компания»;  
4.2 ООО «ТОО-Энерго»;  
4.3 ЗАО «Узловский машиностроительный завод»;  
4.4 ООО «Энерго-Сеть»;
- докладчик Шалик С.В.:
- 4.5 ООО «Промэнергобыт»;
  - 4.6 ФКУ ИК-4 УФСИН России по Тульской области;
  - 4.7 АО «Октава»;
  - 4.8 ООО «ПромТехноПарк»;
  - 4.9 АО «Машиностроительный завод «Штанп» им. В.Д. Ванникова»;
  - 4.10 ООО «Энерго Холдинг».
- докладчик Шалок Д.А.:
- 4.11 ООО «Солерс»;
  - 4.12 ООО «Энергосеть»;
  - 4.13 АО «Пластик»;
  - 4.14 ООО «КС-Энерго»;
  - 4.15 АО «Кимовский радиоэлектромеханический завод»;
  - 4.16 АО «Акционерная компания «Тулмашавод»»;
  - 4.17 ООО «ПрофЭнерго»;
  - 4.18 ООО «ТранзитЭнерго»;
- докладчик Кареева Г.В.:
- 4.19 ООО «Зернопродукт»;
  - 4.20 АО «Шекиновозот»;
  - 4.21 АО «Комбайнмашстрой»;
  - 4.22 АО «Технопарк»;
  - 4.23 Филиал АО НПО «Гязпромартматура» - «Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры»;
  - 4.24 Центральный филиал ООО «Газпром энерго»;
  - 4.25 ОАО «Шекинская городская электросеть»;

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

4.27 Филиал Волго-Вятский АО «Оборонэнерго»;

4.28 ООО «Ин-Групп Энерго».

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

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

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

2. Об установлении стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу мощности для применения при расчете платы за технологическое присоединение к электрическим сетям Тульской области на 2022 год  
Васин Д.А., Денисова Е.В., Войтшика Т.В., Маловинский Е.В., Кречетова Е.В., Коновалов А.П.

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

#### Стандартизированные тарифные ставки на 2022 год

№ п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки	Единица измерения
1	C <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 выполнения технических условий организацией, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	21 300,30	рублей за одно присоединение (без НДС)
		стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий выполнения технических условий организацией, указанным в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	20 776,41	
1.1	C <sub>1.1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организацией на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий выполнения, для постоянной схемы электроснабжения	6 284,79	
1.2.1	C <sub>1.2.1</sub>	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения заявителям, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению	15 015,51	



22	СГОРОД-1-10 кв 3.6.2.2.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	2 933 254,11	
23	СГОРОД-4 кв и ниже 3.6.2.2.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 589 193,18	
24	СГОРОД-1-10 кв 3.6.2.2.4.1		3 578 237,63	
25	СГОРОД-1-10 кв 3.6.2.2.4.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	5 816 332,15	
26	СГОРОД-0,4 кв и ниже 3.6.2.2.1.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	4 100 640,98	
27	СГОРОД-0,4 кв и ниже 3.6.2.2.1.2	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	9 308 333,20	
28	СГОРОД-0,4 кв и ниже 3.6.2.2.1.2.1	кабельные линии, прокладываемые горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	5 520 484,28	
29	СГОРОД-0,4 кв и ниже 3.6.2.2.1.2.2	кабельные линии, прокладываемые горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	10 136 039,27	
30	СГОРОД-0,4 кв и ниже 3.6.2.2.3.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	5 890 690,92	
31	СГОРОД-0,4 кв и ниже 3.6.2.2.3.2	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	10 919 768,73	
32	СГОРОД-0,4 кв и ниже 3.6.2.2.4.2	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	11 784 074,75	

33	СГОРОД-0,4 кв и ниже 3.6.2.2.1.4.3	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с тремя трубами в скважине	9 216 231,98	
34	СГОРОД-1-10 кв 3.6.1.1.3.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	5 533 073,94	
35	СГОРОД-1-10 кв 3.6.2.2.2.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	5 151 870,85	
36	СГОРОД-0,4 кв и ниже 3.6.2.2.3.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	8 435 867,72	
37	СГОРОД-1-10 кв 3.6.2.2.3.1		6 127 790,42	
38	СГОРОД-0,4 кв и ниже 3.6.2.2.3.2	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	11 175 687,64	
39	СГОРОД-1-10 кв 3.6.2.2.3.2		9 973 362,02	
40	СГОРОД-0,4 кв и ниже 3.6.2.2.3.3	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя трубами в скважине	16 461 088,86	
41	СГОРОД-0,4 кв и ниже 3.6.2.2.4.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	7 851 530,43	
42	СГОРОД-1-10 кв 3.6.2.2.4.1		6 908 685,54	
43	СГОРОД-0,4 кв и ниже 3.6.2.2.4.2	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	12 176 299,32	

44	С города, 1-10 кв С 4.2.3	линейные раздельные номинальным током от 250 до 500, а включительно	29 875,82	рублей/кВт (без НДС)
45	С города, 6/0,4 кв С 5.1.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	16 328,69	рублей/кВт (без НДС)
46	С города, 10/0,4 кв С 5.1.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА	6 359,14	
47	С города, 6/0,4 кв С 5.1.2.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА	15 366,54	
48	С города, 6/0,4 кв С 5.1.2.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА	13 745,02	
49	С города, 10/0,4 кв С 5.1.2.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА	9 070,04	
50	С города, 10/0,4 кв С 5.1.3.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА	4 703,44	
51	С города, 10/0,4 кв С 5.1.3.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА	4 045,75	
52	С города, 6/0,4 кв С 5.1.4.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА	6 722,46	
53	С города, 10/0,4 кв С 5.1.4.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА	4 076,45	
54	С города, 6/0,4 кв С 5.1.3.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА	16 137,11	
55	С города, 6/0,4 кв С 5.1.3.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА	11 375,05	
56	С города, 10/0,4 кв С 5.1.3.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА	6 103,70	
57	С города, 6/0,4 кв С 5.1.4.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА	5 635,12	
58	С города, 6/0,4 кв С 5.1.5.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА	22 190,47	
59	С города, 6/0,4 кв С 2.2.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА	19 042,42	
60	С города, 10/0,4 кв С 5.2.3.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА	27 628,08	
61	С города, 6/0,4 кв С 5.2.4.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА	12 018,66	
62	С города, 10/0,4 кв С 5.2.4.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА		

63	С города, 6/0,4 кв С 5.2.5.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА	27 582,76	рублей/км (без НДС)
64	С города, 10/0,4 кв С 5.2.5.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА	1 899 996,24	
65	С города, 6/0,4 кв и ниже С 8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	2 995 129,52	
66	С города, 0,4 кв и ниже С 8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	1 801 382,06	
67	С города, 0,4 кв и ниже С 8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	2 337 166,14	
68	С не города, 0,4 кв и ниже С 2.3.1.4.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированными алюминиевыми проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	2 727 095,83	
69	С не города, 1-20 кв С 2.3.1.4.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированными алюминиевыми проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	1 849 035,61	
70	С не города, 0,4 кв и ниже С 2.3.1.4.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	1 764 705,86	
71	С не города, 1-20 кв С 2.3.1.4.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 014 701,17	
72	С не города, 1-10 кв С 3.1.2.1.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	2 571 336,64	
73	С не города, 0,4 кв и ниже С 3.1.2.1.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее		
74	С не города, 1-10 кв С 3.1.2.1.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее		
75	С не города, 0,4 кв и ниже С 3.1.2.1.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее		
76	С не города, 1-10 кв С 3.1.2.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее		

Для территорий, не относящихся к территориям городских населенных пунктов

77	С/не город,0,4 кВ и ниже С,3,1,2,1,3,1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	2 048 801,87	
78	С/не город,1-10 кВ С,3,1,2,1,3,1		2 551 219,52	
79	С/не город,6/0,4 кВ и ниже С,3,1,2,2,2,1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 096 970,33	
80	С/не город,1-10 кВ С,3,1,2,2,2,1		2 081 702,40	
81	С/не город,0,4 кВ и ниже С,6,2,1,2,1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального навесного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в сваях	5 617 593,12	
82	С/не город,1-10 кВ С,6,1,1,3,1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального навесного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в сваях	7 705 116,02	
83	С/не город,1-10 кВ С,6,2,1,3,1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в сваях	6 125 106,32	
84	С/не город,1-20 кВ С,4,2,3	линейные разветвления номинальным током от 250 до 500, а включительно	29 750,73	рублей/шт. (без НДС)
85	С/не город,1-20 кВ С,4,1,4	реклоуэры номинальным током от 500 до 1000, а включительно	2 242 301,36	
86	С/не город,6/0,4 кВ С,5,1,1,1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	20 622,05	рублей/кВт (без НДС)
87	С/не город,10/0,4 кВ С,5,1,1,1		16 551,50	
88	С/не город,6/0,4 кВ С,5,1,2,1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	10 146,25	
89	С/не город,10/0,4 кВ С,5,1,2,1		9 751,79	
90	С/не город,6/0,4 кВ С,5,1,2,2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	6 016,20	

91	С/не город,10/0,4 кВ С,5,1,2,2		7 509,09	
92	С/не город,6/0,4 кВ С,5,1,3,2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	4 214,31	
93	С/не город,10/0,4 кВ С,5,1,3,2		3 831,30	
94	С/не город,6/0,4 кВ С,5,1,4,2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	2 454,11	
95	С/не город,10/0,4 кВ С,5,1,4,2		2 844,48	
96	С/не город,10/0,4 кВ С,5,2,3,2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	20 100,89	
97	С/не город,6(10)/0,4 кВ С,6,1,3	распределительные однотрансформаторные подстанции мощностью от 100 до 250 кВА включительно	33 694,82	
98	С/не город,6(10)/0,4 кВ С,6,1,5	распределительные однотрансформаторные подстанции мощностью от 400 до 1000 кВА, а включительно	16 594,70	
99	С/не город,6(10)/0,4 кВ С,6,2,3	распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 100 до 250 кВА включительно	48 564,77	
100	С/не город,0,4 кВ и ниже С,4,1,1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	11 174,07	рублей за точку учета (без НДС)
101	С/не город,0,4 кВ и ниже С,4,2,1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	15 298,62	
102	С/не город,0,4 кВ и ниже С,6,2,2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	21 529,29	

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

N п/п	Обозначение	Наименование	Значение ставки, рублей/кВт (без НДС)
1	См. п.п. 1	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий выполнения работ по подготовке пункта 24 Заявителем, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	1 204,48
1.1	См. п.п. 1.1	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организацией на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий выполнения работ по подготовке пункта 24 Заявителем, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	266,80
1.2	См. п.п. 1.2.1	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения Заявителем, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	937,68
1.3	См. п.п. 1.2.2	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий выполнения работ по подготовке пункта 24 Заявителем, указанным в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для постоянной схемы электроснабжения	600,46
2	См. п.п. 1	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на технологическое	1 204,48

2.1	См. п.п. 1.1	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов сетевой организацией на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий выполнения работ по подготовке пункта 24 Заявителем, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для временной схемы электроснабжения	266,80
2.2	См. п.п. 1.2.1	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения Заявителем, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для временной схемы электроснабжения	937,68
2.3	См. п.п. 1.2.2	ставка за 1 кВт максимальной мощности на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий выполнения работ по подготовке пункта 24 Заявителем, указанным в абзаце девятом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, для временной схемы электроснабжения	600,46
Для территорий городских населенных пунктов			
3	См. п.п. 0.4, 0.5 и ниже См. п.п. 2.3.2, 3.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированными сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно однопольные	12 761,51
4	См. п.п. 0.4, 0.5 и ниже См. п.п. 2.3.1, 4.1.1		7 161,60





34	С'город.1-10 кв ТмакN 3.6.2.1.3.1	кабельные линии, прокладываемые горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	путем	5 050,19
35	С'город.1-10 кв ТмакN 3.6.2.2.1	кабельные линии, прокладываемые горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	путем	9 720,81
36	С'город.0,4 кв и ниже ТмакN 3.6.2.2.3.1	кабельные линии, прокладываемые горизонтального наклонного многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	путем	9 095,28
37	С'город.1-10 кв ТмакN 3.6.2.2.3.1	кабельные линии, прокладываемые горизонтального наклонного многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	путем	16 053,47
38	С'город.0,4 кв и ниже ТмакN 3.6.2.2.3.2	кабельные линии, прокладываемые горизонтального наклонного многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	путем	3 913,78
39	С'город.1-10 кв ТмакN 3.6.2.2.3.2	кабельные линии, прокладываемые горизонтального наклонного многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя трубами в скважине	путем	17 262,29
40	С'город.0,4 кв и ниже ТмакN 3.6.2.2.3.3	кабельные линии, прокладываемые горизонтального наклонного многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя трубами в скважине	путем	2 994,94
41	С'город.0,4 кв и ниже ТмакN 3.6.2.2.4.1	кабельные линии, прокладываемые горизонтального многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	путем	1 349,35
42	С'город.1-10 кв ТмакN 3.6.2.2.4.1	кабельные линии, прокладываемые горизонтального многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	путем	20 013,41
43	С'город.0,4 кв и ниже ТмакN 3.6.2.2.4.2	кабельные линии, прокладываемые горизонтального многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	путем	206,04
44	С'город.1-20 кв ТмакN 4.2.3	линейные разветвители номинальным током от 250 до 500, а включительно	путем	16 328,69
45	С'город.6/0,4 кв ТмакN 5.1.1.1	однотрансформаторные включением до 25 кВА	путем	8 510,50
46	С'город.10/0,4 кв ТмакN 5.1.1.1	однотрансформаторные включительно столбового/мачтового типа	путем	6 359,14
47	С'город.6/0,4 кв ТмакN 5.1.2.1	однотрансформаторные включительно столбового/мачтового типа	путем	15 366,54
48	С'город.6/0,4 кв ТмакN 5.1.2.2	однотрансформаторные включением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА	путем	13 745,02
49	С'город.10/0,4 кв ТмакN 5.1.2.2	однотрансформаторные включительно шкафного или киоскового типа	путем	9 070,04
50	С'город.6/0,4 кв ТмакN 5.1.3.2			

51	С'город.10/0,4 кв ТмакN 5.1.3.2	однотрансформаторные включением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА	подстанции	(за	4 703,44
52	С'город.6/0,4 кв ТмакN 5.1.4.2	однотрансформаторные включением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА	подстанции	(за	4 045,75
53	С'город.10/0,4 кв ТмакN 5.1.4.2	однотрансформаторные включительно шкафного или киоскового типа	подстанции	(за	6 722,46
54	С'город.6/0,4 кв ТмакN 5.1.5.2	однотрансформаторные включением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА	подстанции	(за	4 076,45
55	С'город.6/0,4 кв ТмакN 5.1.3.3	однотрансформаторные включением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА	подстанции	(за	16 157,11
56	С'город.10/0,4 кв ТмакN 5.1.3.3	однотрансформаторные включением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА	подстанции	(за	11 375,05
57	С'город.6/0,4 кв ТмакN 5.1.4.3	однотрансформаторные включением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА	подстанции	(за	6 103,70
58	С'город.6/0,4 кв ТмакN 5.1.5.3	однотрансформаторные включением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА	подстанции	(за	5 635,12
59	С'город.6/0,4 кв ТмакN 5.2.3.3	однотрансформаторные включительно блочного типа	подстанции	(за	22 190,47
60	С'город.10/0,4 кв ТмакN 5.2.3.3	однотрансформаторные и более включением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА	подстанции	(за	19 042,42
61	С'город.6/0,4 кв ТмакN 5.2.4.3	двухтрансформаторные и более включением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА	подстанции	(за	27 628,08
62	С'город.10/0,4 кв ТмакN 5.2.4.3	двухтрансформаторные и более включительно блочного типа	подстанции	(за	12 018,66
63	С'город.6/0,4 кв ТмакN 5.2.5.3	двухтрансформаторные и более включением РТП) мощностью от 400 до 1000 кВА	подстанции	(за	27 382,76
64	С'город.10/0,4 кв ТмакN 5.2.5.3	двухтрансформаторные и более включительно	подстанции	(за	13 155,01
65	С'город.0,4 кв и ниже ТмакN 8.1.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	учета	электрической	1 678,41
66	С'город.0,4 кв и ниже ТмакN 8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	учета	электрической	1 452,56
67	С'город.0,4 кв и ниже ТмакN 8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	учета	электрической	431,72
Для территорий, не относящихся к городским населенным пунктам					
68	С'не город.0,4 кв и ниже ТмакN 2.3.1.4.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолирующим алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	линии	на железобетонных опорах	11 247,39
69	С'не город.1-20 кв ТмакN 2.3.1.4.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолирующим алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	линии	на железобетонных опорах	9 898,50
70	С'не город.0,4 кв и ниже ТмакN 2.3.1.4.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолирующим алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно	линии	на железобетонных опорах	39 613,52

71	Сте горол,1-20 кВ СтеакN 2.3.1.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированными алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно	26 446,21
72	Сте горол,1-10 кВ СтеакN 3.1.2.1.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	20 420,49
73	Сте горол,0,4 кВ и ниже СтеакN 3.1.2.1.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 513,59
74	Сте горол,1-10 кВ СтеакN 3.1.2.1.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	5 571,17
75	Сте горол,0,4 кВ и ниже СтеакN 3.1.2.1.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	5 311,90
76	Сте горол,0,4 кВ и ниже СтеакN 3.1.2.1.3.1	резиновые или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	9 858,90
77	Сте горол,1-10 кВ СтеакN 3.1.2.1.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с буражной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	20 852,93
78	Сте горол,0,4 кВ и ниже СтеакN 3.1.2.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с буражной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	3 513,37
79	Сте горол,1-10 кВ СтеакN 3.1.2.2.1	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	3 628,03
80	Сте горол,0,4 кВ и ниже СтеакN 3.6.2.1.2.1	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	17 450,72
81	Сте горол,1-10 кВ СтеакN 3.6.1.1.3.1	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	6 482,40
82	Сте горол,1-10 кВ СтеакN 3.6.2.1.3.1	кабельные линии, прокладываемые путем горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	509,61
83	Сте горол,1-20 кВ СтеакN 4.2.3	линейные разделители номинальным током от 250 до 500 А включительно	20 622,05
84	Сте горол,6/0,4 кВ СтеакN 5.1.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА	16 551,50
85	Сте горол,10/0,4 кВ СтеакN 5.1.1.1	включительно столбового/мачтового типа	10 146,25
86	Сте горол,6/0,4 кВ СтеакN 5.1.2.1		

87	Сте горол,10/0,4 кВ СтеакN 5.1.2.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА	9 751,79
88	Сте горол,6/0,4 кВ СтеакN 5.1.2.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА	6 016,20
89	Сте горол,10/0,4 кВ СтеакN 5.1.2.2	включительно шкафного или киоскового типа	7 509,09
90	Сте горол,6/0,4 кВ СтеакN 5.1.3.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА	4 214,31
91	Сте горол,10/0,4 кВ СтеакN 5.1.3.2	включительно шкафного или киоскового типа	3 831,30
92	Сте горол,6/0,4 кВ СтеакN 5.1.4.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА	2 454,11
93	Сте горол,10/0,4 кВ СтеакN 5.1.4.2	включительно шкафного или киоскового типа	2 844,48
94	Сте горол,10/0,4 кВ СтеакN 5.2.2.2	двухтрансформаторные подстанции (за исключением шкафного или киоскового типа)	20 100,89
95	Сте горол,6(10)/0,4 кВ СтеакN 6.1.3	распределительные однотрансформаторные подстанции мощностью от 100 до 250 кВА	33 694,82
96	Сте горол,6(10)/0,4 кВ СтеакN 6.1.3	распределительные однотрансформаторные подстанции мощностью от 400 до 1000 кВ А	16 594,70
97	Сте горол,6(10)/0,4 кВ СтеакN 6.2.3	распределительные двухтрансформаторные подстанции мощностью от 100 до 250 кВА	48 564,77
98	Сте горол,0,4 кВ и ниже СтеакN 8.1.1	включительно средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	789,06
99	Сте горол,0,4 кВ и ниже СтеакN 8.2.1	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	1 028,97
100	Сте горол,0,4 кВ и ниже СтеакN 8.2.2	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	1 179,69

### Формула платы за технологическое присоединение

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

$$Плт = C_1 + C_{0,1} \times \text{Фн}$$

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

$$C_1 = C_{1,1} + C_{1,2} \text{ (руб. за одно присоединение)}$$

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

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

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

$$Ппт = C_1 + \sum(C_{2.1i} \times L_{2.1i}) + C_{2.1n} \times Q_{2.1n} \text{ (руб.б)}$$

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

$$Ппт = C_1 + \sum(C_{3.1i} \times L_{3.1i}) + C_{3.1n} \times Q_{3.1n} \text{ (руб.б)}$$

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

$$Ппт = C_1 + \sum(C_{2.1i} \times L_{2.1i}) + \sum(C_{3.1i} \times L_{3.1i}) + C_{2.1n} \times Q_{2.1n} \text{ (руб.б)}$$

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

$$Ппт = C_1 + \sum(C_{4.1i} \times Q_{4.1i}) + C_{4.1n} \times Q_{4.1n} \text{ (руб.б)}$$

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 (РТТП), 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):

$$Ппт = C_1 + \sum(C_{2.1i} \times L_{2.1i}) + \sum(C_{3.1i} \times L_{3.1i}) + \sum(C_{4.1i} \times Q_{4.1i}) + \sum(C_{5.1i} \times C_{5.1n} \times S_{7.1i} \times N_{5.1i}) + C_{2.1n} \times Q_{2.1n} \text{ (руб.б)}$$

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).

$$Ппт = C_1 + 0,5 * \sum(C_{2.1i} \times L_{2.1i}) + \sum(C_{3.1i} \times L_{3.1i}) + \sum(C_{4.1i} \times Q_{4.1i}) + \sum(C_{5.1i} \times C_{5.1n} \times S_{7.1i} \times N_{5.1i}) + C_{2.1n} \times Q_{2.1n} + 0,5 * (\sum(C_{2.1i} \times L_{2.1i}) + \sum(C_{3.1i} \times L_{3.1i}) + \sum(C_{4.1i} \times Q_{4.1i}) + \sum(C_{5.1i} \times C_{5.1n} \times S_{7.1i} \times N_{5.1i}) + C_{2.1n} \times Q_{2.1n}) \times K$$

где:

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

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

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

$C_{1.2.1}$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выдачу акта

об осуществлении технологического присоединения Заявителем, указанным в абзаце восьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, (руб.б за одно присоединение);

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

$C_{2.1i}$ ,  $C_{3.1i}$  - 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 ( $i$ ) в расчете на 1 км линий, (руб.б./км);

$L_{2.1i}$ ,  $L_{3.1i}$  - 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 ( $i$ ), строительство которых предусмотрено согласно выданных технических условий для технологического присоединения заявителя, (км.);

$C_{4.1i}$  - 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 ( $i$ ), (руб.б./шт.);

$Q_{4.1i}$  - 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 ( $i$ ), построенных в целях осуществленного за последние 5 года технологического присоединения, (шт.);

$C_{5.1i}$  - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТТП), с уровнем напряжения до 35 кВ в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $i$ ), (руб.б./кВт);

$C_{6.1i}$  - 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 ( $i$ ), (руб.б./кВт);

$S_{7.1i}$  - 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 ( $i$ ), (руб.б./кВт);

$C_{8.1i}$  - 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 ( $i$ ), (руб/блнел за точку учета);

$Q_{2.1n}$  - количество точек коммерческого учета электрической энергии на  $i$ -ом уровне напряжения в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ ( $i$ );

$N_1$  - 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 электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимо 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 грани 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 расположен присоединяемые энергопринимающие устройства;

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

В отношении некоммерческих объединений (паражно-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 (потреба, сараи), размер платы за технологическое присоединение каждым источником этих устройств составляет 550 рублей при условии присоединения каждым собственником этих устройств не более 15 кВт по третьей категории надежности в данной точке присоединения 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 организацией 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.

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

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

Результаты голосования:  
 «принять» - 5 (Васин Д.А., Денисова Е.В., Маловинский Е.В., Войтицкая Т.В., Кречетова Е.В.),  
 «отклонить» - 1 (Коновалов А.П.);  
 «воздержаться» - 0.

**4.2406 утверждения индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «МРСК Центр и Приволжье» «Тулаэнерго» и Центральным филиалом ООО «Газпром энерго» на 2022 год долгосрочного периода регулирования 2022-2026 гг.**

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

Слушали Карсена Г.В., которая доложила об утверждении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «МРСК Центр и Приволжье» «Тулаэнерго» и Центральным филиалом ООО «Газпром энерго» на 2022 год долгосрочного периода регулирования 2022-2026 гг.

Необходимая валовая выручка на 2021 год для предприятия установлена в размере 19 025,94 тыс. руб.

Предложение предприятия по размеру необходимой валовой выручки на 2022 год – 49 914,10 тыс. руб.

Предложение комитета ТО по тарифам по уровню НВВ на 2022 год- 34 480,62 тыс. руб.

При регулировании тарифов для Центрального филиала ООО «Газпром энерго» комитетом выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Для предприятия 2022 год является первым годом третьего долгосрочного периода регулирования 2022-2026 годов, в течение которого не подлежат пересмотру долгосрочные параметры регулирования: базовый уровень подконтрольных расходов, индекс эффективности подконтрольных расходов, коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, величина технологического расхода (потеря) электрической энергии, уровень надежности и качества реализуемых товаров (услуг). Расчетные параметры, подлежащие ежегодному пересмотру и корректировке, определены в том числе, в результате анализа фактических данных за предшествующие отчетные периоды регулирования.

Центральный филиал ООО «Газпромэнерго» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям. Объем условных единиц составляет 651,53 UE.

Объем оказываемых услуг определяется в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭСР, формируемым Федеральной антимонопольной службой, и характеризуются следующими показателями:

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Завянутая мощность	МВт <sup>ч</sup>	2,52	5,35	5,36	5,17
Послуженные ЭЭ в сеть	МВт <sup>ч</sup>	17353,05	36423,57	37005,60	35406,11
Полученный отпуск	МВт <sup>ч</sup>	16542,13	35259,47	35847,00	34081,91
Потери	МВт <sup>ч</sup>	790,90	1164,10	1158,60	1324,20
Потери	%	4,56	3,20	3,15	3,74

Норматив потерь на первый 2022 год долгосрочного периода 2012-2026 годов составит 3,74 % от поступления электроэнергетики в сеть. Указанный норматив определен исходя минимального значения между нормативом потерь электрической энергии, рассчитанного по методическим указаниям (приказ Минэнерго России от 26 сентября 2017 г. № 887), и уровнем фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям за последний истекший 2020 год (по отчетным данным предприятия по форме №46 (передача)). Уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

2022 год для ООО «Газпром энерго» филиал Центральный является первым (базовым) годом долгосрочного периода регулирования 2022-2026 гг.

При расчете цен (тарифов) экспертной группой применялись индексы потребительских цен (1,06 - 2021 год к 2020 году; 1,043 - 2022 год к 2021 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов Минэкономразвития России от 30.09.2021 г.

Экспертной группой произведен расчет необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей филиала ООО «Газпром энерго» филиал Центральный на 2022 год долгосрочного периода регулирования 2022-2026 гг. в соответствии с Методическими указаниями от 17.02.2012 г. № 98-э.

Экспертная группа комитета Тульской области по тарифам предлагает принять затраты на содержание и обслуживание электросетевого хозяйства в следующем порядке.

**4 Подконтрольные расходы (ВазОРЕХ)** – определены в размере – 22 230,59 тыс. руб. (на уровне экономически обоснованных затрат).

В связи с тем, что, значение фактических операционных расходов ТСО за 2020 год превышает установленное (плановое) значение более чем на значение Д процентов (по формуле 14 Методических указаний № 421-э), базовый уровень подконтрольных расходов Центрального филиала ООО «Газпром энерго» на долгосрочный период регулирования 2022-2026 гг. определен методом экономически обоснованных затрат (Методические указания № 98-э).

**«Вспомогательные материалы»** (расходы на топливо, ГСМ, запасные части, инвентарь, хозяйственные принадлежности) - расходы определены на основании п. 31 Основ ценообразования исходя из среднего приведенного значения фактических расходов на вспомогательные материалы, относимых на передачу электроэнергии, увеличенного на ИПЦ (1,06 – 2021 год к 2020 году; 1,043 - 2022 год к 2021 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год.

**«Заработная плата»** - расходы определены на основании п. 26 Основ ценообразования исходя из фактических расходов на оплату труда за 2020 год, с учетом индексации в соответствии с приказом ООО «Газпром энерго» от 31.12.2020 г. № 579 «О повышении тарифных ставок и должностных окладов работников филиалов ООО «Газпром энерго», а также ИПЦ (1,043 - 2022 год к 2021 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год.

**«Ремонт основных фондов»** - расходы определены на основании п. 31 Основ ценообразования исходя из среднего приведенного значения фактических расходов на ремонт основных фондов, относимых на передачу электроэнергии, увеличенного на ИПЦ (1,06 – 2021 год к 2020 году; 1,043 - 2022 год к 2021 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год.

**Услуги сторонних организаций по нерегулируемым видам деятельности:**

**«работы и услуги производственного характера»** (проведение работ по хромотографическому анализу трансформаторного масла, оперативное обслуживание электроустановок, ТО и текущий ремонт трансформных средств, экспертиза промышленной безопасности/техническое диагностирование промышленного оборудования) – расходы безоплачиваемых/техническое диагностирование промышленного оборудования) – расходы определены исходя из фактических расходов за 2020 год, подтвержденных данными бухгалтерского учета, из стоимости работ, периодичности проведения (Пром.безопасность/диагностирование 1/5) увеличенной на ИПЦ (1,06 – 2021 год к 2020 году, 1,043 – 2022 год к 2021 году).

**«услуги связи»** -расходы на услуги связи в сумме приняты по предложению предприятия, экономически обоснованы и не превышают фактические расходы, относимые на деятельность по передаче электроэнергии, за 2020 год с учетом ИПЦ (1,06 – 2021 год к 2020 году; 1,043 – 2022 год к 2021 году).

**«транспортные услуги сторонних организаций»** - расходы определены на основании п. 31 Основ ценообразования исходя из среднего приведенного значения фактических расходов на транспортные услуги, относимых на передачу электроэнергии, за 2017-2020 гг., увеличенного на ИПЦ (1,06 – 2021 год к 2020 году, 1,043 -2022 год к 2021 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год.

**«Прочие услуги сторонних организаций»** (услуги по программному обеспечению и сопровождению) - расходы определены на основании п. 31 Основ ценообразования исходя из фактических расходов на прочие услуги непроизводственного характера, подтвержденных данными бухгалтерского учета за 2020 год (0,48 тыс. руб.), с учетом ИПЦ (1,06 – 2021 год к 2020 году, 1,043 -2022 год к 2021 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год.

**«обеспечение нормальных условий труда и техники безопасности»** (меломотор) – приняты по предложению предприятия, так как планируемье Филиалом расходы на обеспечение нормальных условий труда и техники безопасности не превышают фактические расходы по данным бухгалтерского учета, с учетом ИПЦ (1,06 – 2021 год к 2020 году, 1,043 – 2022 год к 2021 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год.

**«расходы на командировки»** - приняты по предложению предприятия, так как планируемье Филиалом расходы на обеспечение нормальных условий труда и техники безопасности не превышают фактические расходы по данным бухгалтерского учета, с учетом ИПЦ (1,06 – 2021 год к 2020 году, 1,043 – 2022 год к 2021 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год.

**«расходы на обучение персонала»** -расходы определены на основании п. 31 Основ ценообразования исходя из фактических расходов на обучение, относимых на передачу электроэнергии за 2020 год, с учетом ИПЦ (1,06 – 2021 год к 2020 году, 1,043 -2022 год к 2021 году) в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год.

**«расходы на страхование»** - приняты расходы на уровне фактических затрат 2020 г. (пп. 8 п. 28 Основ ценообразования предусматривается страхование только основного производственного персонала).

**«прочие обоснованные подконтрольные расходы»:**  
- Учены расходы на содержание административно-управленческого персонала ООО «Газпром энерго» (материалы, зар. плата, обучение, страхование, охрана труда, ТВ, аренда, амортизация, обслуживание и ремонт средств защиты, подготовка кадров, программное обеспечение, командировки и др.) - относимые на деятельность по передаче электрической энергии в границах Тульской области, исходя из фактических расходов, за 2020 год с учетом ИПЦ (1,06 – 2021 год к 2020 году; 1,043 – 2022 год к 2021 году).

При этом, в расчет не приняты затраты, не относящиеся к деятельности по передаче электроэнергии:

возмещение расходов работникам по оплате жилого помещения при переезде, единовременное пособие на обустройство по новому месту жительства, ежемесячное пособие по уходу за ребенком в возрасте с полутора до трех лет, материальная помощь к отпуску не принимаемая для целей налогообложения, материальная помощь одним родителям, семьям с детьми, премии ко дню нефтяной и газовой промышленности, премии в связи с юбилейными датами работников, премии стимулирующего характера к 23 февраля и 8 марта и резерв по выплатам расходов на оплату единовременного пособия при выходе на пенсию;

расходы на моноблоки и ноутбуки, которые носят разовый характер; страхование расходов административ на имущество страхование, личное страхование работников, пенсионное обеспечение, расходы на обязательное страхование автотранспортной ответственности бизнес-класса как экономически необоснованные; затраты на такси персоналом администрации для поездок на работу и обратно в условиях пандемии;

расходы на текущий ремонт стен, потолочных покрытий и помещений офиса, рекламу, так как не обоснованы предприятием.

Выплаты социального характера определены исходя из фактических расходов за 2020 год, подтвержденных данными бухгалтерского учета, и ИПЦ (1,046 - 2018 год к 2019 году, 1,03 - 2019 год к 2020 году).

Снижение по статье ПР-5091,91 тыс. руб.

**Неподконтрольные расходы 9506,18 тыс. руб.**

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

**«Отчисления на социальные нужды»** - учтены затраты в размере 30,12% от фонда оплаты труда, определенного в составе подконтрольных расходов.

Снижение по статье 527,68 тыс. руб.

**«Амортизация»** - расходы определены исходя из первоначальной стоимости основных средств, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии на дату принятия к бухгалтерскому учету и максимальных сроков полезного использования, установленных Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, кроме объектов, полученных в процессе реорганизации-консолидации арендуемого имущества в собственности ООО «Газпром энерго». Амортизация по данным объектам осуществлена в соответствии с положениями п. 7 ст. 258 Налогового кодекса РФ. Распоряжением Правительства Тульской области от 04.10.2021 г. № 504-р «Об утверждении инвестиционной программы Центрального филиала Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» в границах Тульской области на 2022-2026 годы» утверждена инвестиционная программа для Центрального филиала ООО «Газпром энерго» на 2022 год. Согласно инвестиционной программе, источником финансирования мероприятий на 2022 год являются амортизационные отчисления.

Расходы на мероприятия инвестиционной программы на 2022 год ниже амортизационных отчислений по расчету экспертной группы. Таким образом, результаты переоценки основных средств при расчете расходов по статье «Амортизация основных средств» экспертной группой не учитываются

Снижение по статье 2456,62 тыс. руб.

**«Аренда имущества»** - затраты определены в соответствии с договорами аренды с ООО «Газпром трансгаз Москва» от 09.06.2016 г. № 57-07/90-16-3, с ПАО «Газпром» от

15.12.2015 г. № 01/1600-Д-111/16-В связи с тем, что по договору аренды с ООО «Газпром трансгаз Москва» от 28.06.2016 г. № 57-07/37/16-3 Филиал эксплуатирует объекты электроэнергетики хозяйства, не участвующие в деятельности по передаче электрической энергии сторонним потребителям, расходы по договору аренды с ООО «Газпром трансгаз Москва» от 28.06.2016 г. № 57-07/37/16-3 при расчете необходимой валовой выручки не учитываются, исходя из величины амортизационных отчислений по арендованному Центральным филиалом ООО «Газпром энерго» имуществу, участвующему в передаче электрической энергии, на 2020 год, расходов по налогу на имущество и расходов по налогу на землю.

Снижение 3,05 тыс. руб.

«Налог на имущество» - затраты приняты исходя из прогнозной среднегодовой стоимости облагаемого налогом недвижимого имущества на 2022 год и ставки налога на имущество (2,2 %).

#### Прочие обоснованные неподконтрольные расходы:

Учены расходы на содержание административно-управленческого персонала Центрального филиала ООО «Газпром энерго» и расходов на содержание административно-управленческого персонала ООО «Газпром энерго» в части неподконтрольных расходов.

Расходы приняты исходя из фактических затрат, относимых на услуги по передаче электроэнергии в границах Тульской области, долей 0,09989 %.

Снижение по статье 230,78 тыс. руб.

«Капитальные вложения из прибыли» - Распоряжением Правительства Тульской области от 04.10.2021 г. № 504-р «Об утверждении инвестиционной программы Центрального филиала общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго в границах Тульской области на 2022-2026 года» утверждена инвестиционная программа для Центрального филиала ООО «Газпром энерго» на 2022 год.

В качестве источника финансирования утвержденной инвестиционной программы в сумме 0,569 тыс. руб. указана амортизация основных средств, в том числе: текущая амортизация, учтенная в ценах (тарифах).

Объем капитальных вложений на 2022 год в соответствии с утвержденной в установленном порядке инвестиционной программой Центрального филиала ООО «Газпром энерго» не превышает расходы на амортизацию основных средств по расчету экспертной группы.

Соответственно, источником финансирования мероприятий инвестиционной программы Центрального филиала ООО «Газпром энерго» в 2022 году являются амортизационные отчисления.

На основании вышеизложенного, расходы Центрального филиала ООО «Газпром энерго» по статье «Капитальные вложения из прибыли» на 2022 год равны нулю.

«Налог на прибыль» - в соответствии с отчетом о финансовых результатах за 2020 год деятельность Филиала была убыточной. Подтвердить экономическую обоснованность расходов Центрального филиала ООО «Газпром энерго» по статье «Налог на прибыль» не представляется возможным.

**Размер выдающихся доходов** от выполнения мероприятий, связанных с технологическим присоединением энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности) и энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, за 2020 год в тарифной заявке предпринятым не предусмотрены.

**Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка – 2496,51 тыс. руб.:**

**Принята корректировка неподконтрольных расходов** в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов 2020 года - проведена отсчитанная корректировка с учетом изменения количества активов (ИКА - 0 %) и фактического ИППЦ 2020 года по данным СЭП РФ - 104,3%,

**Принята корректировка неподконтрольных расходов** - затраты приняты по фактическим данным 2020 года (в сторону увеличения по статьям отчисления, амортизация, налог на имущество в сторону снижения транзитный налог, госпошлина, аренда).

**Принята корректировка с учетом надежности и качества оказываемых услуг** - показатели надежности и качества оказываемых услуг по факту 2020 года достигнуты предприятием с улучшением - в сторону повышения надежности и качества оказываемых услуг, в связи с этим, учтена положительная корректировка необходимой валовой выручки 2022 года с учетом КНК = 1,3% к НВВ на 2020 год - 247,34 тыс. руб.

**Принята отсчитанная корректировка необходимой валовой выручки с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию** - затраты определены по представленным данным предприятия: сведения об отпуске (передаче) электроэнергии потребителям распределительными сетевыми организациями (форма 46-ЭЭ передача) за 2020 год; акты об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) с ПАО «МРСК Центра и Приволжья» за 2020 год; акты приема-передачи электрической энергии с АО «ТНС энерго Тула» за 2020 год.

Снижение 37332,29 тыс. руб.

**Необходимая валовая выручка на 2022 год составит – 34 480,62 тыс. руб.**

Снижение от предложения предприятия – 45760,86 тыс. руб. Учтены исходя из **Затраты на оплату нормативных потерь** – 4510,26 тыс. руб. МВт. ч. и прогнозной объема технологических потерь электроэнергии в количестве 1124,20 МВт. ч. и прогнозной цены покупки потерь электроэнергии в размере:  
1 полугодие – 3398,04 руб./МВт.ч.; 2 полугодие – 3413,45 руб./МВт.ч.

На рассмотрение Правления комитета выносятся тарифы с календарной разбивкой без НДС:

№ п/п	Наименование сетевой организации	двухставочный тариф		одноставочный тариф	
		Ставка за содержание электрических сетей руб./Мвт в месяц	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях руб./Мвт ч		руб./кВт ч
1.	ООО «Газпром энерго»				
		с 01.01.2022 года	555781,75	132,03	1,18250
		с 01.07.2022 года	555779,17	132,62	1,10831
		с 01.01.2023 года	506739,85	137,63	1,06006
		с 01.07.2023 года	506739,85	137,63	1,06006
		с 01.01.2024 года	501984,20	143,13	1,05691
	с 01.07.2024 года	501984,20	143,13	1,05691	
	с 01.01.2025 года	497285,30	148,86	1,05408	
	с 01.07.2025 года	497285,30	148,86	1,05408	
	с 01.01.2026 года	492643,13	154,81	1,05158	
	с 01.07.2026 года	492643,13	154,81	1,05158	

**НВВ сетевой организации на долгосрочный период регулирования  
(без учета оплат потерь)**

№ п/п	Наименование сетевой организации	Год	НВВ сетевых организаций без учета потерь	
			тыс. руб.	
1.	ООО «Газпром энерго»	2022	34480,62	
		2023	31438,14	
		2024	31143,10	
		2025	30851,58	
		2026	30565,58	

Необходимая валовая выручка на 2022-2026 годы рассчитана в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ, разработанным Министерством экономического развития РФ.

**Долгосрочные параметры регулирования на период 2022-2026 г.г.**

год	Вазовый уровень подконтрольных расходов	Индекс эф-ти ПР %	Кoeff. эластичности ПК по кол-ву активов	% Потери	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электроэнергии на точку поставки (Pisaid), час	Показатель средней частоты прекращения передачи электроэнергии на точку поставки (Pisaid), шт	Показатель уровня качества оказываемых услуг (Птпр)
2022	22,23059	5	75	3,74	0,0000	0,0000	1,0000
2023	X	5	75	3,74	0,0000	0,0000	1,0000
2024	X	5	75	3,74	0,0000	0,0000	1,0000
2025	X	5	75	3,74	0,0000	0,0000	1,0000
2026	X	5	75	3,74	0,0000	0,0000	1,0000

Центральный филиал ООО «Газпром энерго» ознакомлен с размером тарифов по передаче электрической энергии на 2022 год.

Обсудив данный вопрос, Правление комитета Тульской области по тарифам приняло решение: согласиться с индивидуальными тарифами на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «МРСК Центр и Приволжье» «Газэнерго» и Центральным филиалом ООО «Газпром энерго» на 2022 год долгосрочного периода регулирования 2022-2026 гг. в соответствии с предложением экспертной группы комитета Тульской области по тарифам.

Результаты голосования:

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

«отклонить» - 1 (Кононалов А.П.);

«воздержаться» - 0.

Председатель комитета  
Тульской области по тарифам

Д.А. Васин