

УТВЕРЖДАЮ
исполняющий обязанности
руководителя агентства по тарифам
и ценам Архангельской области

_____ Е.В. Заочинская

ПРОТОКОЛ
заседания коллегии агентства по тарифам и ценам
Архангельской области

08 декабря 2017 г.

№ 71

г. Архангельск

Председатель коллегии:

Заочинская Е.В. - исполняющий обязанности руководителя
агентства по тарифам и ценам
Архангельской области

Секретарь коллегии:

Яшина И.В. - консультант отдела правовой, протокольной
и кадровой работы агентства по тарифам
и ценам Архангельской области

Члены коллегии:

Главацкая А.Н. - начальник отдела правовой, протокольной и
кадровой работы агентства по тарифам и
ценам Архангельской области

Кузнецова Т.Ю. - начальник отдела регулирования в газовой
отрасли и коммунальном комплексе
агентства по тарифам и ценам
Архангельской области

Распутин Н.А. - начальник отдела регулирования в
электроэнергетике агентства по тарифам и
ценам Архангельской области

Берденникова С.Н. - начальник отдела регулирования в
транспортном комплексе и

непроизводственной сфере агентства по тарифам и ценам Архангельской области

- Зиняк И.С. - начальник отдела регулирования в сфере теплоснабжения агентства по тарифам и ценам Архангельской области
- Хвостов В.Е. - представитель Ассоциации НП «Совет рынка»

Приглашенные:

- Макаров О.В. - начальник отдела технического перевооружения, реконструкции и технического присоединения ПАО «ТГК-2»
- Мазина Л.В. - заместитель начальника управления тарифного регулирования по г. Архангельску ПАО «ТГК-2»

Заочинская Е.В. – заседание коллегии открыто, правомочность коллегии принимать решения установлена.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

1. Об установлении стандартизированных тарифных ставок, ставок платы за единицу максимальной мощности, платы и формулы платы за технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых организаций на территории Архангельской области.

2. О внесении изменения в приложение № 2 к постановлению агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 16 декабря 2014 года № 69-э/2.

3. О внесении изменения в приложение № 2 к постановлению агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 25 ноября 2014 года № 57-э/6.

4. О внесении изменения в приложение № 2 к постановлению агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 21 июля 2016 года № 28-э/5.

5. О внесении изменений в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 22 октября 2015 года № 53-в/8.

6. О внесении изменений в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 13 октября 2015 года № 51-в/4.

7. Об установлении платы за подключение к системе теплоснабжения ПАО «ТГК-2» на территории муниципального образования «Город Архангельск» объекта капитального строительства акционерного общества «Архангельскгражданреструкция».

8. Об установлении платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям АО «Котласгазсервис».

9. Об установлении платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям ООО «Газпром газораспределение Архангельск».

10. О внесении изменений в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 06 ноября 2015 года № 59-т/4.

11. О внесении изменений в приложение № 2 к постановлению агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 27 ноября 2015 года № 69-т/28.

1. Об установлении стандартизированных тарифных ставок, ставок платы за единицу максимальной мощности, платы и формулы платы за технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых организаций на территории Архангельской области.

Докладчик – главный специалист-эксперт отдела регулирования в электроэнергетике агентства по тарифам и ценам Архангельской области Нагих А.С.

Присутствовали - Зубков А.В., Борисова О.Г., Мошкин В.В., Афанасова О.Ю.

СЛУШАЛИ:

Нагих А.С. проинформировала о порядке расчета стандартизированных тарифных ставок, ставок платы за единицу максимальной мощности, платы и формулы платы за технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых организаций на территории Архангельской области.

Предложила следующее:

1. Установить с 01 января 2018 года по 31 декабря 2018 года плату за технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых организаций на территории Архангельской области энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт в следующем размере:

Категории заявителей	Плата, руб.	
	Сетевая организация является плательщиком налога на добавленную стоимость	Сетевая организация не является плательщиком налога на добавленную стоимость
1. Физические лица в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт включительно	550,00 за одно присоединение	
2. Юридические лица и индивидуальные предприниматели с заявленной мощностью присоединения до 15 кВт включительно	466,10 за одно присоединение	550,00 за одно присоединение
3. Некоммерческие организации для поставки электрической энергии гражданам-членам этих организаций, рассчитывающимся по общему счетчику на вводе, с заявленной мощностью не более 15 кВт на каждого члена организации	466,10 в расчете на одного члена организации	550,00 в расчете на одного члена организации

2. Установить с 01 января 2018 года по 31 декабря 2018 года стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов на выполнение организационных мероприятий, связанных с технологическим присоединением к электрическим сетям сетевых организаций на территории Архангельской области в следующем размере:

Наименование ставки	Размер ставки, руб. за одно присоединение:	
	при максимальной мощности присоединяемых устройств до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности)	при максимальной мощности присоединяемых устройств более 15 кВт и менее 8900 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности)
Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выполнение организационных мероприятий, связанных с технологическим присоединением к электрическим сетям (С1), в том числе:	8 596	15 868
стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю (С _{1.1});	3 642	6 610
стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку сетевой организацией выполнения заявителем технических условий (С _{1.2}).	4 954	9 258

3. Установить с 01 января 2018 года по 31 декабря 2018 года стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов на строительство воздушных линий электропередачи «последней мили» при технологическом присоединении к электрическим сетям сетевых организаций на территории Архангельской области в следующем размере:

- 1) на территориях городских населенных пунктов,
1.1 приравненных к районам Крайнего Севера:

Классификация воздушных линий электропередачи в зависимости от вида опоры и сечения фазного проводника	Стандартизированная тарифная ставка (С2), руб./км			
	напряжение 0,4 кВ		напряжение 6-10 кВ	
	1 цепь на опоре	2 цепи на опоре	1 цепь на опоре	2 цепи на опоре
– на деревянных опорах				
до 50 мм ² включительно	786 592	841 653	1 500 802	1 605 858
от 50 до 120 мм ² включительно	1 204 218	1 288 513	1 595 120	1 706 779
свыше 120 мм ²	1 262 914	1 352 493	1 672 870	1 789 971
– на железобетонных опорах				
до 50 мм ² включительно	799 212	855 157	1 637 698	1 752 337
от 50 до 120 мм ² включительно	1 404 585	1 502 906	1 740 621	1 862 464
свыше 120 мм ²	1 473 047	1 577 530	1 825 462	1 953 244

- 1.2 являющихся районами Крайнего Севера:

Классификация воздушных линий электропередачи в зависимости от вида опоры и сечения фазного проводника	Стандартизированная тарифная ставка (С2), руб./км			
	напряжение 0,4 кВ		напряжение 6-10 кВ	
	1 цепь на опоре	2 цепи на опоре	1 цепь на опоре	2 цепи на опоре
– на деревянных опорах				
до 50 мм ² включительно	884 796	946 731	1 660 966	1 777 234
от 50 до 120 мм ² включительно	1 378 956	1 475 483	1 765 351	1 888 925
свыше 120 мм ²	1 397 692	1 495 530	1 851 397	1 980 995
– на железобетонных опорах				
до 50 мм ² включительно	898 992	961 921	1 812 473	1 939 346
от 50 до 120 мм ² включительно	1 554 481	1 663 295	1 926 379	2 061 225
свыше 120 мм ²	1 630 249	1 745 883	2 020 274	2 161 693

- 2) на территориях, не относящихся к территориям городских населенных пунктов,

2.1 приравненных к районам Крайнего Севера:

Классификация воздушных линий электропередачи в зависимости от вида опоры и сечения фазного проводника	Стандартизированная тарифная ставка (С2), руб./км			
	напряжение 0,4 кВ		напряжение 6-10 кВ	
	1 цепь на опоре	2 цепи на опоре	1 цепь на опоре	2 цепи на опоре
– на деревянных опорах				
до 50 мм ² включительно	772 731	826 822	1 332 861	1 426 161
от 50 до 120 мм ² включительно	1 106 559	1 184 018	1 416 626	1 515 789
свыше 120 мм ²	1 151 706	1 232 325	1 485 675	1 589 672
– на железобетонных опорах				
до 50 мм ² включительно	709 780	759 465	1 454 439	1 556 250
от 50 до 120 мм ² включительно	1 247 411	1 334 730	1 545 844	1 654 053
свыше 120 мм ²	1 308 212	1 401 004	1 621 192	1 734 675

2.2 являющихся районами Крайнего Севера:

Классификация воздушных линий электропередачи в зависимости от вида опоры и сечения фазного проводника	Стандартизированная тарифная ставка (С2), руб./км			
	напряжение 0,4 кВ		напряжение 6-10 кВ	
	1 цепь на опоре	2 цепи на опоре	1 цепь на опоре	2 цепи на опоре
– на деревянных опорах				
до 50 мм ² включительно	827 128	885 027	1 475 103	1 578 360
от 50 до 120 мм ² включительно	1 224 650	1 310 375	1 567 807	1 677 553
свыше 120 мм ²	1 274 615	1 363 838	1 644 225	1 759 321
– на железобетонных опорах				
до 50 мм ² включительно	785 527	840 514	1 609 656	1 722 332
от 50 до 120 мм ² включительно	1 380 534	1 477 171	1 710 816	1 830 573
свыше 120 мм ²	1 447 824	1 550 518	1 794 204	1 919 799

4. Установить с 01 января 2018 года по 31 декабря 2018 года стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов на строительство кабельных линий электропередачи «последней мили» при технологическом присоединении к электрическим сетям сетевых организаций на территории Архангельской области в следующем размере:

- 1) на территориях городских населенных пунктов,
1.1 приравненных к районам Крайнего Севера:

Классификация кабельных линий электропередачи в зависимости от сечения фазного проводника	Стандартизированная тарифная ставка (СЗ), руб./км			
	напряжение 0,4 кВ		напряжение 6-10 кВ	
	1 кабель по трассе	2 кабеля по трассе	1 кабель по трассе	2 кабеля по трассе
до 50 мм ² включительно	1 278 516	2 025 005	2 162 583	3 425 254
от 50 до 100 мм ² включительно	1 873 376	2 870 504	2 675 215	4 237 197
от 100 до 200 мм ² включительно	2 046 246	3 240 990	3 117 414	4 937 582
от 200 до 500 мм ² включительно	3 083 387	4 883 688	5 043 601	7 988 415
свыше 500 мм ²	4 120 528	6 526 386	6 969 789	11 039 248

- 1.2 являющихся районами Крайнего Севера:

Классификация кабельных линий электропередачи в зависимости от сечения фазного проводника	Стандартизированная тарифная ставка (СЗ), руб./км			
	напряжение 0,4 кВ		напряжение 6-10 кВ	
	1 кабель по трассе	2 кабеля по трассе	1 кабель по трассе	2 кабеля по трассе
до 50 мм ² включительно	1 493 963	2 366 245	2 527 008	4 002 455
от 50 до 100 мм ² включительно	2 189 065	3 755 567	3 126 025	4 456 099
от 100 до 200 мм ² включительно	2 391 066	3 787 140	3 642 739	5 769 630
от 200 до 500 мм ² включительно	3 602 979	5 706 654	5 893 515	9 334 569
свыше 500 мм ²	4 814 892	7 626 169	8 144 291	12 899 509

- 2) на территориях, не относящихся к территориям городских населенных пунктов,

- 2.1 приравненных к районам Крайнего Севера:

Классификация кабельных линий электропередачи в зависимости от сечения фазного проводника	Стандартизированная тарифная ставка (СЗ), руб./км			
	напряжение 0,4 кВ		напряжение 6-10 кВ	
	1 кабель по трассе	2 кабеля по трассе	1 кабель по трассе	2 кабеля по трассе
до 50 мм ² включительно	1 067 179	1 690 274	1 678 139	2 859 064
от 50 до 100 мм ² включительно	1 563 709	2 396 014	2 233 006	3 536 794
от 100 до 200 мм ² включительно	1 708 004	2 705 259	2 602 109	4 121 406
от 200 до 500 мм ² включительно	2 573 707	4 076 421	4 209 901	6 667 941
свыше 500 мм ²	3 439 410	5 447 583	5 817 692	9 214 475

- 2.2 являющихся районами Крайнего Севера:

Классификация кабельных линий электропередачи в зависимости от сечения фазного проводника	Стандартизированная тарифная ставка (СЗ), руб./км			
	напряжение 0,4 кВ		напряжение 6-10 кВ	
	1 кабель по трассе	2 кабеля по трассе	1 кабель по трассе	2 кабеля по трассе
до 50 мм ² включительно	1 247 013	1 975 108	1 960 928	3 340 854
от 50 до 100 мм ² включительно	1 827 215	2 799 774	2 613 778	4 132 791
от 100 до 200 мм ² включительно	1 995 826	3 161 131	3 040 599	4 815 918
от 200 до 500 мм ² включительно	3 007 411	4 763 352	4 919 325	7 791 578
свыше 500 мм ²	4 018 997	6 365 573	6 798 051	10 767 237

5. Установить с 01 января 2018 года по 31 декабря 2018 года на покрытие расходов на строительство пунктов секционирования «последней мили» при технологическом присоединении к электрическим сетям сетевых организаций на территории Архангельской области в следующих размерах:

- 1) на территориях городских населенных пунктов,
1.1 приравненных к районам Крайнего Севера:

Объект строительства	Стандартизированная тарифная ставка (С4), руб./шт.
Коммутационное устройство 0,4 кВ	137 786
Коммутационная ячейка с вакуумным выключателем 6(10) кВ	903 280
Коммутационная ячейка с выключателем нагрузки или разъединителем 6(10) кВ	142 105
РУ 6(10) кВ	1 950 320

- 1.2 являющихся районами Крайнего Севера:

Объект строительства	Стандартизированная тарифная ставка (С4), руб./шт.
Коммутационное устройство 0,4 кВ	162 950
Коммутационная ячейка с вакуумным выключателем 6(10) кВ	1 068 254
Коммутационная ячейка с выключателем нагрузки или разъединителем 6(10) кВ	168 059
РУ 6(10) кВ	2 306 523

2) на территориях, не относящихся к территориям городских населенных пунктов,

- 2.1 приравненных к районам Крайнего Севера:

Объект строительства	Стандартизированная тарифная ставка (С4), руб./шт.
Коммутационное устройство 0,4 кВ	119 827
Коммутационная ячейка с вакуумным выключателем 6(10) кВ	785 549
Коммутационная ячейка с выключателем нагрузки или разъединителем 6(10) кВ	123 583
РУ 6(10) кВ	1 696 119

- 2.2 являющихся районами Крайнего Севера:

Объект строительства	Стандартизированная тарифная ставка (С4), руб./шт.
Коммутационное устройство 0,4 кВ	141 712
Коммутационная ячейка с вакуумным выключателем 6(10) кВ	929 020
Коммутационная ячейка с выключателем нагрузки или разъединителем 6(10) кВ	146 154
РУ 6(10) кВ	2 005 895

6. Установить с 01 января 2018 года по 31 декабря 2018 года стандартизированные тарифные ставки на покрытие расходов на строительство трансформаторных подстанций «последней мили» при технологическом присоединении к электрическим сетям сетевых организаций на территории Архангельской области в следующих размерах:

- 1) на территориях городских населенных пунктов,
1.1 приравненных к районам Крайнего Севера:

Классификация трансформаторных подстанций в зависимости от номинальной мощности	Стандартизированная тарифная ставка (С5), руб./кВт					
	столбового типа (СКТП)	мачтового типа (МКТП)	киоскового типа (ККТП)		блочного типа (БКТП)	
			1 Т	2 Т	1 Т	2 Т
до 25 кВА включительно	4 896	5 660	10 323	19 048	×	×
40 кВА	3 060	3 537	6 610	12 197	×	×
63 кВА	2 650	3 063	5 724	10 562	×	×
100 кВА	2 170	2 509	4 688	8 651	×	×
160 кВА	×	1 847	3 106	5 731	16 601	24 685
250 кВА	×	1 956	2 236	4 227	13 281	21 064
400 кВА	×	×	1 881	3 471	8 989	12 624
630 кВА	×	×	1 379	2 606	6 966	10 416
1 000 кВА и свыше	×	×	1 180	2 178	4 647	6 949

- 1.2 являющихся районами Крайнего Севера:

Классификация трансформаторных подстанций в зависимости от номинальной мощности	Стандартизированная тарифная ставка (С5), руб./кВт					
	столбового типа (СКТП)	мачтового типа (МКТП)	киоскового типа (ККТП)		блочного типа (БКТП)	
			1 Т	2 Т	1 Т	2 Т
до 25 кВА включительно	5 909	6 830	12 458	22 987	×	×
40 кВА	3 693	4 269	7 977	14 720	×	×
63 кВА	3 198	3 697	6 908	12 747	×	×
100 кВА	2 619	3 028	5 658	10 439	×	×
160 кВА	×	2 229	3 748	6 916	19 447	28 916
250 кВА	×	2 361	2 699	5 101	15 557	24 675
400 кВА	×	×	2 270	4 189	10 530	14 788
630 кВА	×	×	1 664	3 144	8 160	12 201
1 000 кВА и свыше	×	×	1 424	2 628	5 444	8 140

2) на территориях, не относящихся к территориям городских населенных пунктов,

2.1 приравненных к районам Крайнего Севера:

Классификация трансформаторных подстанций в зависимости от номинальной мощности	Стандартизированная тарифная ставка (С5), руб./кВт					
	столбового типа (СКТП)	мачтового типа (МКТП)	киоскового типа (ККТП)		блочного типа (БКТП)	
			1 Т	2 Т	1 Т	2 Т
до 25 кВА включительно	4 258	4 922	8 978	16 566	×	×
40 кВА	2 661	3 076	5 749	10 608	×	×
63 кВА	2 305	2 664	4 978	9 186	×	×
100 кВА	3 751	4 195	4 077	7 523	×	×
160 кВА	×	1 606	2 757	5 087	14 437	21 467
250 кВА	×	1 701	1 945	3 589	11 550	18 319
400 кВА	×	×	1 236	3 019	7 817	10 979
630 кВА	×	×	1 199	2 266	6 058	9 058
1 000 кВА и свыше	×	×	1 026	1 894	4 041	6 043

2.2 являющихся районами Крайнего Севера:

Классификация трансформаторных подстанций в зависимости от номинальной мощности	Стандартизированная тарифная ставка (С5), руб./кВт					
	столбового типа (СКТП)	мачтового типа (МКТП)	киоскового типа (ККТП)		блочного типа (БКТП)	
			1 Т	2 Т	1 Т	2 Т
до 25 кВА включительно	5 139	5 940	10 834	19 991	×	×
40 кВА	3 212	3 712	6 937	12 801	×	×
63 кВА	2 781	3 215	6 008	11 085	×	×
100 кВА	4 526	5 062	4 920	9 079	×	×
160 кВА	×	1 938	3 327	6 139	17 423	25 906
250 кВА	×	2 053	2 347	4 331	13 938	22 107
400 кВА	×	×	1 491	3 643	9 434	13 249
630 кВА	×	×	1 959	2 735	7 311	10 932
1 000 кВА и свыше	×	×	1 239	2 286	4 877	7 292

Объект строительства	Стандартизированная тарифная ставка (С4), руб./кВт	
	При максимальной мощности до 150 кВт (с учетом ранее присоединенной мощности)	При максимальной мощности от 150 кВт до 8900 кВт (с учетом ранее присоединенной мощности)
КТП-25 кВА 10(6)/0,4 кВ	606,66	1 213,32
КТП-40 кВА 10(6)/0,4 кВ	388,47	776,94
КТП-63 кВА 10(6)/0,4 кВ	336,40	672,80
КТП-100 кВА 10(6)/0,4 кВ	291,81	583,61
КТП-160 кВА 10(6)/0,4 кВ	169,34	338,67
КТП-250 кВА 10(6)/0,4 кВ	160,56	321,12
КТП-400 кВА 10(6)/0,4 кВ	107,38	214,76
КТП-630 кВА 10(6)/0,4 кВ	102,55	205,10

КТП-1000 кВА 10(6)/0,4 кВ	75,82	151,64
БКТП-160 кВА 10(6)/0,4 кВ	1 054,71	2 109,42
БКТП-2х160 кВА 10(6)/0,4 кВ	965,50	1 930,99
БКТП-2х250 кВА 10(6)/0,4 кВ	921,99	1 843,97
БКТП-2х400 кВА 10(6)/0,4 кВ	494,15	988,30
БКТП-2х630 кВА 10(6)/0,4 кВ	300,57	601,14
БКТП-2х1000 кВА 10(6)/0,4 кВ	240,14	480,27
Коммутационное устройство 0,4-10(6) кВ	38,00	75,99

7. Установить с 01 января 2018 года по 31 декабря 2018 года ставки платы за единицу максимальной мощности при технологическом присоединении к электрическим сетям сетевых организаций на территории Архангельской области энергопринимающих устройств мощностью до 8900 кВт на уровне напряжения ниже 35 кВ в следующих размерах:

- 1) на территориях городских населенных пунктов,
1.1 приравненных к районам Крайнего Севера:

Наименование мероприятий	Ставка платы, руб./кВт	
	Напряжение 0,4 кВ	Напряжение 6-10 кВ
1. Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю:	×	
при максимальной мощности присоединяемых устройств до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности);	333	
при максимальной мощности присоединяемых устройств более 15 кВт и менее 8900 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности).	43	
2. Проверка сетевой организацией выполнения заявителем технических условий:	×	
при максимальной мощности присоединяемых устройств до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности);	452	
при максимальной мощности присоединяемых устройств более 15 кВт и менее 8900 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности).	60	
3. Строительство воздушных линий:	×	
до 50 мм ² включительно;	3 348	3 158
от 50 до 120 мм ² включительно;	7 147	5 504
свыше 120 мм ² .	10 452	8 863
4. Строительство кабельных линий:	×	
до 50 мм ² включительно;	4 729	3 118
от 50 до 100 мм ² включительно;	4 621	2 617
от 100 до 200 мм ² включительно;	5 323	4 202
свыше 200 мм ² .	5 473	3 609
5. Строительство пунктов секционирования:	×	
коммутационное устройство 0,4 кВ;	746	×

коммутационная ячейка с вакуумным выключателем 6(10) кВ;	×	750
коммутационная ячейка с выключателем нагрузки или разъединителем 6(10) кВ;	×	480
РУ 6(10) кВ.	×	1 853
6. Строительство комплектных трансформаторных подстанций:	×	
– столбового типа номинальной мощностью:	×	
до 25 кВА включительно;	4 896	
40 кВА;	3 060	
63 кВА;	2 650	
100 кВА;	2 170	
– мачтового типа номинальной мощностью:	×	
до 25 кВА включительно;	5 660	
40 кВА;	3 537	
63 кВА;	3 063	
100 кВА;	2 509	
160 кВА;	1 847	
250 кВА;	1 956	
– киоскового типа номинальной мощностью:	однотрансформаторные	двухтрансформаторные
до 25 кВА включительно;	10 323	19 048
40 кВА;	6 610	12 197
63 кВА;	5 724	10 562
100 кВА;	4 688	8 651
160 кВА;	3 106	5 731
250 кВА;	2 236	4 227
400 кВА;	1 881	3 471
630 кВА;	1 379	2 606
1000 кВА;	1 180	2 178
– блочного типа номинальной мощностью:	однотрансформаторные	двухтрансформаторные
160 кВА;	16 601	24 685
250 кВА;	13 281	21 064
400 кВА;	8 989	12 624
630 кВА;	6 966	10 416
1000 кВА.	4 647	6 949

1.2 являющихся районами Крайнего Севера:

Наименование мероприятий	Ставка платы, руб./кВт	
	Напряжение 0,4 кВ	Напряжение 6-10 кВ
1. Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю:	×	
при максимальной мощности присоединяемых устройств до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности);	333	
при максимальной мощности присоединяемых устройств более 15 кВт и менее 8900 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности).	43	
2. Проверка сетевой организацией выполнения заявителем технических условий:	×	

при максимальной мощности присоединяемых устройств до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности);	452	
при максимальной мощности присоединяемых устройств более 15 кВт и менее 8900 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности).	60	
3. Строительство воздушных линий:	×	×
до 50 мм ² включительно;	3 749	3 537
от 50 до 120 мм ² включительно;	8 004	6 164
свыше 120 мм ² .	11 706	9 926
4. Строительство кабельных линий:	×	×
до 50 мм ² включительно;	5 525	3 644
от 50 до 100 мм ² включительно;	5 400	3 058
от 100 до 200 мм ² включительно;	6 221	4 910
свыше 200 мм ² .	6 395	4 218
5. Строительство пунктов секционирования:	×	×
коммутационное устройство 0,4 кВ;	882	×
коммутационная ячейка с вакуумным выключателем 6(10) кВ;	×	887
коммутационная ячейка с выключателем нагрузки или разъединителем 6(10) кВ;	×	568
РУ 6(10) кВ.	×	2 192
6. Строительство комплектных трансформаторных подстанций:	×	
– столбового типа номинальной мощностью:	×	
до 25 кВА включительно;	5 909	
40 кВА;	3 693	
63 кВА;	3 198	
100 кВА;	2 619	
– мачтового типа номинальной мощностью:	×	
до 25 кВА включительно;	6 830	
40 кВА;	4 269	
63 кВА;	3 697	
100 кВА;	3 028	
160 кВА;	2 229	
250 кВА;	2 361	
– киоскового типа номинальной мощностью:	однотрансформаторные	двухтрансформаторные
до 25 кВА включительно;	12 458	22 987
40 кВА;	7 977	14 720
63 кВА;	6 908	12 747
100 кВА;	5 658	10 439
160 кВА;	3 748	6 916
250 кВА;	2 699	5 101
400 кВА;	2 270	4 189
630 кВА;	1 664	3 144
1000 кВА;	1 424	2 628
– блочного типа номинальной мощностью:	однотрансформаторные	двухтрансформаторные
160 кВА;	19 447	28 916
250 кВА;	15 557	24 675
400 кВА;	10 530	14 788
630 кВА;	8 160	12 201
1000 кВА.	5 444	8 140

2) на территориях, не относящихся к территориям городских населенных пунктов,

2.1 приравненных к районам Крайнего Севера:

Наименование мероприятий	Ставка платы, руб./кВт	
	Напряжение 0,4 кВ	Напряжение 6-10 кВ
1. Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю:	×	
при максимальной мощности присоединяемых устройств до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности);	345	
при максимальной мощности присоединяемых устройств более 15 кВт и менее 8900 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности).	98	
2. Проверка сетевой организацией выполнения заявителем технических условий:	×	
при максимальной мощности присоединяемых устройств до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности);	469	
при максимальной мощности присоединяемых устройств более 15 кВт и менее 8900 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности).	138	
3. Строительство воздушных линий:	×	×
до 50 мм ² включительно;	2 973	2 805
от 50 до 120 мм ² включительно;	6 347	4 888
свыше 120 мм ² .	9 282	7 871
4. Строительство кабельных линий:	×	×
до 50 мм ² включительно;	3 947	2 603
от 50 до 100 мм ² включительно;	3 858	2 185
от 100 до 200 мм ² включительно;	4 444	3 507
свыше 200 мм ² .	4 568	3 013
5. Строительство пунктов секционирования:	×	×
коммутационное устройство 0,4 кВ;	649	×
коммутационная ячейка с вакуумным выключателем 6(10) кВ;	×	653
коммутационная ячейка с выключателем нагрузки или разъединителем 6(10) кВ;	×	418
РУ 6(10) кВ.	×	1 612
6. Строительство комплектных трансформаторных подстанций:	×	
– столбового типа номинальной мощностью:	×	
до 25 кВА включительно;	4 258	
40 кВА;	2 661	
63 кВА;	2 305	
100 кВА;	3 751	
– мачтового типа номинальной мощностью:	×	
до 25 кВА включительно;	4 922	
40 кВА;	3 076	
63 кВА;	2 664	
100 кВА;	4 195	
160 кВА;	1 606	

	1 701	
	одностраничные трансформаторные	двухтрансформаторные
250 кВА; – киоскового типа номинальной мощностью:		
до 25 кВА включительно;	8 978	16 566
40 кВА;	5 749	10 608
63 кВА;	4 978	9 186
100 кВА;	4 077	7 523
160 кВА;	2 757	5 087
250 кВА;	1 945	3 589
400 кВА;	1 236	3 019
630 кВА;	1 199	2 266
1000 кВА;	1 026	1 894
– блочного типа номинальной мощностью:	одностраничные трансформаторные	двухтрансформаторные
160 кВА;	14 437	21 467
250 кВА;	11 550	18 319
400 кВА;	7 817	10 979
630 кВА;	6 058	9 058
1000 кВА.	4 041	6 043

2.2 являющихся районами Крайнего Севера:

Наименование мероприятий	Ставка платы, руб./кВт	
	Напряжение 0,4 кВ	Напряжение 6-10 кВ
1. Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю:	×	
при максимальной мощности присоединяемых устройств до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности);	345	
при максимальной мощности присоединяемых устройств более 15 кВт и менее 8900 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности).	98	
2. Проверка сетевой организацией выполнения заявителем технических условий:	×	
при максимальной мощности присоединяемых устройств до 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности);	469	
при максимальной мощности присоединяемых устройств более 15 кВт и менее 8900 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной мощности).	138	
3. Строительство воздушных линий:	×	×
до 50 мм ² включительно;	3 330	3 141
от 50 до 120 мм ² включительно;	7 109	5 475
свыше 120 мм ² .	10 396	8 816
4. Строительство кабельных линий:	×	×
до 50 мм ² включительно;	4 612	3 042
от 50 до 100 мм ² включительно;	4 508	2 553
от 100 до 200 мм ² включительно;	5 192	4 098
свыше 200 мм ² .	5 338	3 520
5. Строительство пунктов секционирования:	×	×
коммутационное устройство 0,4 кВ;	767	×
коммутационная ячейка с вакуумным	×	772

выключателем 6(10) кВ;		
коммутационная ячейка с выключателем нагрузки или разъединителем 6(10) кВ;	×	494
РУ 6(10) кВ.	×	1 906
6. Строительство комплектных трансформаторных подстанций:		×
– столбового типа номинальной мощностью:		×
до 25 кВА включительно;		5 139
40 кВА;		3 212
63 кВА;		2 781
100 кВА;		4 526
– мачтового типа номинальной мощностью:		×
до 25 кВА включительно;		5 940
40 кВА;		3 712
63 кВА;		3 215
100 кВА;		5 062
160 кВА;		1 938
250 кВА;		2 053
– киоскового типа номинальной мощностью:	однострансформаторные	двухтрансформаторные
до 25 кВА включительно;	10 834	19 991
40 кВА;	6 937	12 801
63 кВА;	6 008	11 085
100 кВА;	4 920	9 079
160 кВА;	3 327	6 139
250 кВА;	2 347	4 331
400 кВА;	1 491	3 643
630 кВА;	1 959	2 735
1000 кВА;	1 239	2 286
– блочного типа номинальной мощностью:	однострансформаторные	двухтрансформаторные
160 кВА;	17 423	25 906
250 кВА;	13 938	22 107
400 кВА;	9 434	13 249
630 кВА;	7 311	10 932
1000 кВА.	4 877	7 292

Наименование мероприятий		Ставка платы, руб./кВт	
		При максимальной мощности до 150 кВт (с учетом ранее присоединенной мощности)	При максимальной мощности от 150 кВт до 8 900 кВт (с учетом ранее присоединенной мощности)
1. Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий заявителю (ТУ)		209,13	209,13
2. Разработка сетевой организацией проектной документации по строительству «последней мили»		х	х
3. Выполнение сетевой организацией мероприятий, связанных со строительством «последней мили»		х	х
3.1 строительство воздушных линий		х	х
0,4 кВ	сечение до 25 мм ²	3 570,34	7 140,68
	сечение от 25 мм ² свыше 50 мм ²	3 826,26	7 652,52
	сечение от 50 мм ² свыше 75 мм ²	3 237,00	6 474,00

	сечение свыше 75 мм ²	4 357,55	8 715,10
6 (10) кВ	сечение до 50 мм ²	2 872,11	5 744,21
	сечение свыше 50 мм ²	3 393,85	6 787,70
3.2 строительство кабельных линий		x	x
0,4 кВ	сечение до 75 мм ²	3 798,88	7 597,76
	сечение свыше 75 мм ²	2 052,23	4 104,46
6 (10) кВ	сечение до 75 мм ²	2 409,15	4 818,29
	сечение свыше 75 мм ²	3 137,05	6 274,10
3.3 строительство пунктов секционирования		363,39	726,78
3.4 строительство комплектных трансформаторных подстанций (КТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ		x	x
КТП-25 кВА 10(6)/0,4 кВ		5 520,68	11 041,36
КТП-40 кВА 10(6)/0,4 кВ		3 535,12	7 070,23
КТП-63 кВА 10(6)/0,4 кВ		3 061,27	6 122,53
КТП-100 кВА 10(6)/0,4 кВ		2 655,48	5 310,95
КТП-160 кВА 10(6)/0,4 кВ		1 540,95	3 081,90
КТП-250 кВА 10(6)/0,4 кВ		1 461,11	2 922,21
КТП-400 кВА 10(6)/0,4 кВ		977,17	1 954,35
КТП-630 кВА 10(6)/0,4 кВ		933,21	1 866,41
КТП-1000 кВА 10(6)/0,4 кВ		689,97	1 379,93
БКТП-160 кВА 10(6)/0,4 кВ		10 087,47	20 174,93
БКТП-2×160 кВА 10(6)/0,4 кВ		9 234,19	18 468,38
БКТП 2×250 кВА 10(6)/0,4 кВ		8 390,15	16 780,29
БКТП 2×400 кВА 10(6)/0,4 кВ		4 496,82	8 993,64
БКТП 2×630 кВА 10(6)/0,4 кВ		2 735,20	5 470,39
БКТП 2×1000 кВА 10(6)/0,4 кВ		2 185,27	4 370,54
3.5 строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС)		x	x
4. Проверка сетевой организацией выполнения заявителем ТУ		83,28	83,28
5. Участие в осмотре должностным лицом Ростехнадзора присоединяемых устройств заявителя		86,75	86,75
6. Фактические действия по присоединению и обеспечению работы устройств в электрической сети		284,85	284,85

8. Установить с 01 января 2018 года по 31 декабря 2018 года следующую формулу платы:

1) за технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых организаций на территории Архангельской области посредством применения стандартизированных тарифных ставок:

Плата за технологическое присоединение рассчитывается сетевой организацией посредством стандартизированных тарифных ставок с учетом необходимости строительства объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики

Заявителей (далее – объектов «последней мили»), определенных техническими условиями на присоединение, следующим образом:

а) если отсутствует необходимость реализации мероприятий «последней мили», то плата определяется как стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевых организаций на выполнение обязательных мероприятий, связанных с технологическим присоединением энергопринимающих устройств Заявителя (ставка С1), указанная в приложении № 2 к настоящему постановлению;

б) если при технологическом присоединении Заявителя согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по прокладке воздушных и (или) кабельных линий, то плата определяется как сумма стандартизированной тарифной ставки С1 и произведения стандартизированной тарифной ставки на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных (ставка С2) и (или) кабельных линий (ставка С3) электропередачи на соответствующем уровне напряжения и протяженности воздушных и (или) кабельных линий на данном уровне напряжения по трассе, строительство которых предусмотрено техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики Заявителя;

в) если при технологическом присоединении Заявителя согласно техническим условиям предусматриваются мероприятия «последней мили» по строительству пунктов секционирования и (или) комплектных трансформаторных подстанций (КТП), то плата определяется как сумма расходов, определенных в соответствии с подпунктом «б» настоящего пункта, произведения стандартизированной тарифной ставки на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (ставка С4) и количества пунктов секционирования и (или) произведения стандартизированной тарифной ставки на покрытие расходов сетевой организации на строительство КТП (ставка С5) и величины вновь присоединяемой максимальной мощности, указанной Заявителем в заявке на технологическое присоединение.

В случае если в заявке на технологическое присоединение Заявитель запрашивает вторую или первую категорию надежности электроснабжения, что предполагает технологическое присоединение к двум независимым источникам энергоснабжения, то размер платы за технологическое присоединение определяется как сумма следующих расходов сетевой организации:

расходы по обязательным мероприятиям, указанным в приложении № 2 к настоящему постановлению, определяемые как стандартизированная тарифная ставка С1;

расходы на строительство объектов «последней мили», определяемые посредством стандартизированных тарифных ставок С2, С3, С4 и С5 в зависимости от способа присоединения и уровня запрашиваемого

напряжения на основании выданных сетевой организацией технических условий для присоединения к первому независимому источнику энергоснабжения;

расходы на строительство объектов «последней мили», определяемые посредством стандартизированных тарифных ставок С2, С3, С4 и С5, в зависимости от способа присоединения и уровня запрашиваемого напряжения на основании выданных сетевой организацией технических условий для присоединения ко второму независимому источнику энергоснабжения.

2) за технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых организаций на территории Архангельской области посредством применения ставок платы за единицу максимальной мощности:

Размер платы за технологическое присоединение для конкретного заявителя определяется исходя из суммы затрат, рассчитанных по ставкам за единицу максимальной мощности по мероприятиям, реализуемым сетевой организацией для подключения конкретного заявителя, умноженной на объем вновь присоединяемой максимальной мощности, указанный заявителем в заявке на технологическое присоединение.

В случае если в заявке на технологическое присоединение заявитель запрашивает вторую или первую категорию надежности электроснабжения, что предполагает технологическое присоединение к двум независимым источникам энергоснабжения, то размер платы за технологическое присоединение определяется как сумма следующих расходов сетевой организации:

расходы по обязательным мероприятиям, указанным в пунктах 1 и 2 таблиц приложения № 7, которые не включают в себя расходы на строительство «последней мили» и определяются путем умножения ставок за единицу максимальной мощности на объем вновь присоединяемой максимальной мощности, указанный заявителем в заявке на технологическое присоединение на соответствующем уровне напряжения;

расходы на строительство объектов «последней мили» по первому независимому источнику энергоснабжения, которые определяются путем умножения ставок за единицу максимальной мощности по мероприятиям, реализуемым сетевой организацией для подключения конкретного заявителя согласно техническим условиям, на объем вновь присоединяемой максимальной мощности, указанный заявителем в заявке на технологическое присоединение на соответствующем уровне напряжения;

расходы на строительство объектов «последней мили» по второму независимому источнику энергоснабжения, которые определяются путем умножения ставок за единицу максимальной мощности по мероприятиям, реализуемым сетевой организацией для подключения конкретного заявителя согласно техническим условиям, на объем вновь присоединяемой максимальной мощности, указанный заявителем в заявке на технологическое присоединение на соответствующем уровне напряжения.

9. Установить выпадающие доходы сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение, включенные в тариф на услуги по передаче электрической энергии на 2018 год в следующих размерах:

№	Наименование сетевой организации	Выпадающие доходы, тыс. руб.
1	АО «Оборонэнерго»	3 582,13
2	МУП «Горсвет»	782,30
3	МУП «Горэлектросеть»	876,80
4	МУП «Карпогорская КЭС»	1 606,65
5	МУП «НЭСК»	452,93
6	МУП «ЭСП»	151,41
7	ОАО «АЭС»	2 164,24
8	ОАО «РЖД»	0,00
9	ООО «АСЭП»	18 558,60
10	ООО «Метэк»	0,00
11	ООО «Транс-Электро»	277,85
12	ПАО «МРСК Северо-Запада»	97 413,95

Зубков А.В., Борисова О.Г., Мошкин В.В., Афанасова О.Ю. согласились с предложением эксперта.

Хвостов В.Е. сообщил, что Ассоциация НП «Совет рынка» не может согласовать предложенный размер платы за технологическое присоединение, так как:

1. Не представлено экспертное заключение.

Нагих А.С. пояснила, что экспертное заключение было направлено в Ассоциацию НП «Совет рынка» уже после подписания итогов голосования представителя.

2. Не представлены фактические данные по сетевым организациям в разрезе приложений № 1-5 к Методическим указаниям по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденным приказом ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17 (далее – Методические указания), при этом в расчетных файлах для анализа выборки приняты не все числовые значения, заполненные по сетевым организациям.

Нагих А.С. сообщила, что после проведенной экспертизы представленных сетевыми организациями материалов часть данных была исключена из расчета в силу того, что в некоторых организациях отсутствует отдельный учет расходов, либо фактические затраты не подтверждены бухгалтерскими документами.

3. Методическими указаниями не предусмотрена дифференциация ставок по территориальному расположению, кроме случаев технологического присоединения на территории городских населенных пунктов и территорий, не относящихся к территориям городских населенных пунктов.

Нагих А.С. пояснила, что в соответствии с Методическими

указаниями ставки платы за технологическое присоединение устанавливаются в соответствии с действующими сметными нормативами. Так, согласно методике определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации (МДС 81-35.2004) стоимость строительства может быть определена посредством сборника единичных расценок на строительные (ремонтные) работы, причем для привязки единичных расценок к местным условиям строительства применяются индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, публикуемые Минстроем России на каждый квартал. При этом территория Архангельской области разделена на районы Крайнего Севера и территории, приравненные к Крайнему Северу, отличающиеся показателями указанных индексов и норм дополнительных накладных расходов. В связи с изложенным агентство предлагает сохранить дифференциацию ставок по территориальному признаку принадлежности к районам Крайнего Севера при расчете ставок платы за технологическое присоединение.

4. Не представлен расчет величины выпадающих доходов сетевых организаций, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в плату за технологическое присоединение, включенных в тариф на услуги по передаче электрической энергии на 2018 год.

Нагих А.С. пояснила, что экспертное заключение было направлено в Ассоциацию НП «Совет рынка» уже после подписания итогов голосования представителя.

РЕШИЛИ:

Установить стандартизированные тарифные ставки, ставки платы за единицу максимальной мощности, плату и формулу платы за технологическое присоединение к электрическим сетям сетевых организаций на территории Архангельской области, а также выпадающие доходы сетевых организаций, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в плату за технологическое присоединение, включенные в тариф на услуги по передаче электрической энергии на 2018 год в предлагаемых размерах.

ГОЛОСОВАЛИ:

«за» – Заочинская Е.В., Главацкая А.Н., Зиняк И.С.,
Кузнецова Т.Ю., Берденникова С.Н., Распутин Н.А. (всего 6 человек);
«против» - Хвостов В.Е. (всего 1 человек); «воздержавшихся» – нет.

2. О внесении изменения в приложение № 2 к постановлению агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 16 декабря 2014 года № 69-э/2.

Докладчик – ведущий консультант отдела регулирования в электроэнергетике агентства по тарифам и ценам Архангельской области Миллер Л.В.

СЛУШАЛИ:

Миллер Л.В. проинформировала о том, что постановлением агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 16 декабря 2014 года № 69-э/2 для ООО «Транс-Электро» установлены долгосрочные параметры регулирования.

Согласно Методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 17 февраля 2012 года № 98-э (далее – Методические указания), регулирующий орган ежегодно производит корректировку НВВ, устанавливаемой на очередной расчетный период регулирования. Подконтрольные расходы скорректированы в связи с изменением плановых показателей расчета на 2018 год, а именно:

- индекса потребительских цен, принимаемого в расчет в соответствии прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, разработанным Минэкономразвития России;
- количества активов (условных единиц).

В связи с этим предложила внести следующее изменение, а именно в строке «ООО “Транс-Электро”» таблицы приложения № 2 к постановлению агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 16 декабря 2014 года № 69-э/2 «Об установлении долгосрочных параметров регулирования для территориальных сетевых организаций, в отношении которых тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций» цифры «17 467,2» заменить цифрами «29 717,2».

Объем необходимой валовой выручки и основные статьи расходов по регулируемому виду деятельности, а также основания, по которым отказано во включении в тарифы отдельных расходов, приведены ниже:

№ п/п	Наименование	Предложение предприятия на 2018 год	Экспертное заключение на 2018 год	Расходы, не учтенные (исключенные) при установлении тарифов	
				Сумма	Основание
1	ПОДКОНТРОЛЬНЫЕ РАСХОДЫ, Всего	24 806,5	15 139,2	-9 667,3	Информация о порядке формирования подконтрольных расходов в предложенном организацией размере в агентство не представлена. Экономически обоснованный уровень подконтрольных расходов на 2018 год определен экспертом индексацией подконтрольных расходов, утвержденных на 2017 год, на коэффициент индексации, рассчитанный в соответствии с формулой 2 методических указаний № 98-э. Обоснование включения расходов в размере 9 667,3 тыс. руб., сверх предусмотренных методическими указаниями, организацией не представлено. Данные расходы исключены как экономически необоснованные.
2.	НЕПОДКОНТРОЛЬНЫЕ РАСХОДЫ, Всего	14 837,2	12 141,1	-2 696,1	Суммирование затрат
	Расходы на финансирование кап. вложений из прибыли	2 252,0	2 252,0	х	
2.1.	Страховые взносы	3 662,4	2 705,8	-956,5	Указанный объем средств не подлежит учету в тарифах ввиду того, что расходы по данной статье определены Обществом в размере 30,4 % от расходов на оплату труда, которые заявлены в составе подконтрольных расходов на уровне, превышающем размер, определенный экспертом в соответствии с методическими указаниями. Экспертом расходы по данной статье определены в размере 30,4 % от расходов на оплату труда на 2018 год.
2.2.	Налоги и другие обязательные платежи и сборы	11 514,9	1 249,1	-10 265,8	Суммирование затрат
	налог на прибыль	10 466,9	201,1	-10 265,8	Указанный объем средств не подлежит учету в тарифах ввиду того, что предложение Общества превышает экономически обоснованный уровень расходов, определенный экспертом на основе анализа отчетности за 2016 год в соответствии с требованиями пункта 20 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 (далее – Основы), исходя из фактического налога на прибыль за 2016 год.

	транспортный налог	18,6	18,6	х	
	налог на имущество	377,5	377,5	х	
	прочие налоги и сборы	651,9	651,9	х	
2.3.	Амортизация ОС	2 118,6	1 836,9	-281,7	Расчет произведен в соответствии с п.27 Основ исходя из первоначальной стоимости амортизируемых активов организации и максимального срока полезного использования таких активов.
2.4.	Плата за аренду имущества и лизинг	25 313,4	3 330,2	-21 983,2	Плановые расходы приняты на основании заключенных договоров аренды, но не более размера, определенного в соответствии пунктом 28 Основ.
2.5.	Оплата услуг регулируемых организаций	489,2	489,2	х	
2.6.	Компенсация льготного ТП (п. 87 ПП № 1178)	330,0	277,9	-52,1	Предложение организации по данной статье 330.0 тыс. руб., расходы определены экспертом исходя из утвержденных постановлением агентства от 08 декабря 2017 года № 71-э/4 стандартизированных тарифных ставок и средних фактических показателей за три года по ТП (длине линий и количеству КТП определенного вида) в соответствии с методическими указаниями, утвержденными приказом ФСТ России от 11.09.2014 г. № 215-э/1.
3.	Недополученный доход	307,1	307,1	х	
4.	Корректировки, в том числе:	0,0	2 129,8	х	
	Корректировка подконтрольных расходов за 2016 год	0,0	-27,7	-27,7	Организацией не представлен расчет корректировки подконтрольных расходов. Экспертом осуществлен расчет указанной корректировки в соответствии с формулой 5 методических указаний № 98-э исходя из фактического индекса потребительских цен за 2016 год и индекса изменения количества активов.

	Корректировка неподконтрольных расходов за 2016 год	0,0	3 115,2	x	
	Корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию за 2016 год	0,0	265,2	x	
	Корректировка по исполнению инвестиционной программы за 2016 год	0,0	-1 222,9	-1 222,9	Организацией не представлен расчет корректировки инвестиционной программы. Экспертом осуществлен расчет корректировки в соответствии с формулой 9 методических указаний на основании представленных отчетов об исполнении инвестиционной программы за 2016 год.
5.	НВВ	70 794.1	29 717,2	-41 076.9	Суммирование затрат.

Проинформировала, что представители организации до заседания коллегии были ознакомлены с расчетом. В адрес агентства ООО «Транс-Электро» направлено письмо от 08 декабря 2017 года № 21/497 о согласии с предлагаемым размером НВВ на 2018 год. Представители от организации на коллегии не присутствовали.

Хвостов В.Е. выразил несогласие в связи с тем, что в адрес Ассоциации НП «Совет рынка» не представлены следующие материалы:

- экспертное заключение;
- расчет по статье расходы, связанные с компенсацией льготного ТП;
- расчет по статье оплата услуг регулируемых организаций;
- информация об утвержденной инвестиционной программе.

Миллер Л.В. пояснила, что указанные материалы были направлены после подписания итогов голосования представителя.

РЕШИЛИ:

Внести предлагаемое изменение в приложение № 2 к постановлению агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 16 декабря 2014 года № 69-э/2.

ГОЛОСОВАЛИ:

«за» – Заочинская Е.В., Главацкая А.Н., Зиняк И.С.,
Кузнецова Т.Ю., Берденникова С.Н., Распутин Н.А. (всего 6 человек);
«против» - Хвостов В.Е. (всего 1 человек); «воздержавшихся» – нет.

3. О внесении изменения в приложение № 2 к постановлению агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 25 ноября 2014 года № 57-э/6.

Докладчик – ведущий консультант отдела регулирования в электроэнергетике агентства по тарифам и ценам Архангельской области Миллер Л.В.

СЛУШАЛИ:

Миллер Л.В. предложила перенести рассмотрение данного вопроса в связи с необходимостью уточнения расчетов.

Заочинская Е.В. уточнила у членов коллегии, имеются ли какие-либо возражения.

Члены коллегии возражений не высказали.

РЕШИЛИ:

Перенести рассмотрение настоящего вопроса на следующее заседание коллегии.

ГОЛОСОВАЛИ:

«за» – Заочинская Е.В., Главацкая А.Н., Зиняк И.С., Кузнецова Т.Ю.,
Берденникова С.Н., Распутин Н.А. (всего 6 человек);
«против» и «воздержавшихся» – нет.

4. О внесении изменения в приложение № 2 к постановлению агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 21 июля 2016 года № 28-э/5.

Докладчик – ведущий консультант отдела регулирования в электроэнергетике агентства по тарифам и ценам Архангельской области Миллер Л.В.

СЛУШАЛИ:

Миллер Л.В. предложила перенести рассмотрение данного вопроса в связи с необходимостью уточнения расчетов.

Заочинская Е.В. уточнила у членов коллегии, имеются ли какие-либо возражения.

Члены коллегии возражений не высказали.

РЕШИЛИ:

Перенести рассмотрение настоящего вопроса на следующее заседание коллегии.

ГОЛОСОВАЛИ:

«за» – Заочинская Е.В., Главацкая А.Н., Зиняк И.С., Кузнецова Т.Ю.,
Берденникова С.Н., Распутин Н.А. (всего 6 человек);
«против» и «воздержавшихся» – нет.

5. О внесении изменений в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 22 октября 2015 года № 53-в/8.

Докладчик – консультант отдела регулирования в газовой отрасли и коммунальном комплексе агентства по тарифам и ценам Архангельской области Яркова М.С.

СЛУШАЛИ:

Яркова М.С. проинформировала о том, что на основании требований пункта 80 Основ ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения и пункта 13 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере водоснабжения и водоотведения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 13.05.2013 № 406, по инициативе агентства по тарифам и ценам Архангельской области было открыто дело о корректировке установленных тарифов на 2018 год.

Предложила внести в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 22 октября 2015 года № 53-в/8 «Об утверждении производственных программ, установлении долгосрочных параметров регулирования тарифов и тарифов на питьевую воду (питьевое водоснабжение) и услуги водоотведения, оказываемые ООО «Каргопольский водоканал» на территории муниципальных образований «Каргопольское» и «Павловское» муниципального образования «Каргопольский муниципальный район»» следующие изменения:

- 1) в приложении № 1 к указанному постановлению:
в таблице раздела 4 цифры «9890,47» заменить цифрами «10204,35»;
в таблице раздела 6 цифры «105,3» заменить цифрами «109,1»;
раздел 7 изложить в следующей редакции:

«7. Отчет об исполнении производственной программы за 2016 год
(по данным организации)

7.1. Фактический объем поданной воды, в тыс. куб. метров

№ п/п	Показатели производственной деятельности	Величина показателя
1.	Объем поднятой (забранной) воды	471,977
2.	Объем воды, полученной со стороны	0,000
3.	Объем воды на собственные нужды водоснабжения (технологические, хозяйственно-питьевые)	29,540
4.	Объем поступившей воды в сеть	442,437
5.	Объем потерь воды	293,030
6.	Объем отпуска воды абонентам и подразделениям организации - всего	149,407
	в том числе:	
6.1.	объем отпуска воды на нужды подразделений организации	0,000
6.2.	объем отпуска воды абонентам	149,407
	в том числе:	
6.2.1.	населению	106,112
6.2.2.	бюджетным потребителям	29,560
6.2.3.	прочим потребителям	13,735

7.2. Объем финансовых потребностей на реализацию производственной программы

Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя
Объем финансовых потребностей	тыс. руб.	9520,40

7.3. Фактические значения показателей надежности, качества и энергетической эффективности объектов централизованных систем водоснабжения

Наименование показателя	Данные, используемые для установления показателя	Единица измерения	Величина показателя
показатели качества воды	доля проб питьевой воды в распределительной водопроводной сети, не соответствующих установленным требованиям, в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества питьевой воды	%	0,0
показатели надежности и бесперебойности водоснабжения	количество перерывов в подаче воды, возникших в результате аварий, повреждений и иных технологических нарушений на объектах централизованной системы холодного водоснабжения, в расчете на протяженность водопроводной сети в год	ед./км	0,28
показатели энергетической эффективности	доля потерь питьевой воды в централизованных системах водоснабжения при транспортировке в общем объеме воды, поданной в водопроводную сеть	%	67,8
	удельный расход электрической энергии, потребляемой в технологическом процессе подготовки и транспортировки питьевой воды, на единицу объема воды, отпускаемой в сеть	кВт·ч/куб. м	0,670»;

2) в приложении № 2 к указанному постановлению:
в таблице раздела 4 цифры «5478,51» заменить цифрами «5482,74»;
раздел 7 изложить в следующей редакции:

«7. Отчет об исполнении производственной программы за 2016 год
(по данным организации)

7.1. Фактический объем принятых сточных вод, в тыс. куб. метров

№ п/п	Показатели производственной деятельности	Величина показателя
1.	Объем отведенных сточных вод, всего	79,636
	в том числе:	
1.1.	объем принятых сточных вод на очистные сооружения организации	79,636
1.2.	объем переданных сточных вод на очистные сооружения других организаций	0,000
2.	Объем принятых сточных вод от использования воды на собственные нужды водоотведения	0,000
3.	Объем принятых сточных вод от абонентов и подразделений организации	79,636
	в том числе:	
3.1.	от использования воды на нужды подразделений организации	0,000
3.2.	от абонентов:	79,636
	в том числе:	
3.2.1.	населения	48,458
3.2.2.	бюджетных потребителей	23,646
3.2.3.	прочих потребителей	7,532

7.2. Объем финансовых потребностей
на реализацию производственной программы

Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя
Объем финансовых потребностей	тыс. руб.	7016,77

7.3. Фактические значения показателей надежности, качества и энергетической эффективности объектов централизованных систем водоотведения

Наименование показателя	Данные, используемые для установления показателя	Единица измерения	Величина показателя
показатели качества очистки сточных вод	доля сточных вод, не подвергающихся очистке, в общем объеме сточных вод, сбрасываемых в централизованные системы водоотведения	%	0,0
	доля проб сточных вод, не соответствующих установленным нормативам допустимых сбросов, лимитам на сбросы	%	100,0
показатели надежности и бесперебойности водоотведения	удельное количество аварий и засоров в расчете на протяженность канализационной сети в год	ед./км	6,28
показатели энергетической эффективности	удельный расход электрической энергии, потребляемой в технологическом процессе транспортировки сточных вод, на единицу объема транспортируемых сточных вод	кВт·ч/куб. м	0,440»;

3) приложение № 5 к указанному постановлению изложить в следующей редакции:

ТАРИФЫ

на питьевую воду (питьевое водоснабжение), отпускаемую
 ООО «Каргопольский водоканал» (ИНН 2911005590) на территории
 муниципальных образований «Каргопольское» и «Павловское»
 муниципального образования «Каргопольский муниципальный район»

	Год	Одноставочный тариф, руб./куб. м	
		с 01 января по 30 июня	с 01 июля по 31 декабря
1. Население	2016	43,00	46,05
	2017	46,05	47,89
	2018	47,89	50,76
2. Потребители, приравненные к населению	2016	43,00	46,05
	2017	46,05	47,89
	2018	47,89	50,76
3. Прочие потребители	2016	53,50	53,50
	2017	53,50	57,31
	2018	57,31	63,58

4) приложение № 6 к указанному постановлению изложить в следующей редакции:

ТАРИФЫ

на услуги водоотведения, оказываемые
ООО «Каргопольский водоканал» (ИНН 2911005590) на территории
муниципальных образований «Каргопольское» и «Павловское»
муниципального образования «Каргопольский муниципальный район»

	Год	Одноставочный тариф, руб./куб. м	
		с 01 января по 30 июня	с 01 июля по 31 декабря
1. Население	2016	41,00	43,91
	2017	43,91	45,67
	2018	45,67	48,41
2. Потребители, приравненные к населению	2016	41,00	43,91
	2017	43,91	45,67
	2018	45,67	48,41
3. Прочие потребители	2016	52,40	59,69
	2017	59,39	59,39
	2018	59,39	65,77

Основные показатели расчета тарифов на питьевую воду (питьевое водоснабжение) приведены ниже:

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2018 год
1.	ОБЪЕМ ОТПУСКА ВОДЫ	тыс. куб. м	168,830
2.	НЕОБХОДИМАЯ ВАЛОВАЯ ВЫРУЧКА:	тыс. руб.	10 204,35
2.1.	Текущие расходы	тыс. руб.	9 618,69
2.1.1.	Операционные расходы	тыс. руб.	7 431,59
2.1.2.	Неподконтрольные расходы		2 187,10
2.1.2.1.	расходы на приобретаемую электрическую энергию	тыс. руб.	1 615,99
2.1.2.2.	расходы на приобретаемые тепловую энергию, другие виды энергетических ресурсов и холодную воду	тыс. руб.	143,06
2.1.2.3.	расходы на оплату выполняемых сторонними организациями работ и (или) услуг, связанных с эксплуатацией централизованных систем водоснабжения (водоотведения) либо объектов, входящих в состав таких систем	тыс. руб.	0,00
2.1.2.4.	расходы, связанные с оплатой налогов и сборов	тыс. руб.	180,75
2.1.2.5.	расходы на арендную плату, лизинговые платежи, концессионную плату	тыс. руб.	247,30
2.1.2.6.	сбытовые расходы гарантирующих организаций (расходы по сомнительным долгам)	тыс. руб.	0,00
2.1.2.7.	экономия средств	тыс. руб.	0,00
2.1.2.8.	расходы на обслуживание бесхозяйных сетей	тыс. руб.	0,00
2.1.2.9.	расходы на компенсацию экономически обоснованных расходов, не учтенных в прошлые периоды регулирования, и (или) недополученных доходов	тыс. руб.	0,00
2.2.	Расходы на амортизацию	тыс. руб.	0,00
2.3.	Нормативная прибыль	тыс. руб.	0,00
2.4.	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0,00
2.5.	Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	585,66
2.5.1.	отклонение фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс. руб.	675,99
2.5.2.	отклонение фактических значений индекса потребительских цен и других индексов, предусмотренных прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации	тыс. руб.	0,00

2.5.3.	степень исполнения регулируемой организацией обязательств по созданию и (или) реконструкции объектов концессионного соглашения, по эксплуатации объектов по договору аренды централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, отдельных объектов таких систем, находящихся в государственной или муниципальной собственности, по реализации инвестиционной программы, производственной программы при недостижении регулируемой организацией утвержденных плановых значений показателей надежности и качества объектов централизованных систем водоснабжения и (или) водоотведения	тыс. руб.	-90,33
--------	--	-----------	--------

Основные показатели расчета тарифов на услуги водоотведения приведены ниже:

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2018 год
1.	ОБЪЕМ ПРИНЯТЫХ СТОЧНЫХ ВОД	тыс. куб. м	87,610
2.	НЕОБХОДИМАЯ ВАЛОВАЯ ВЫРУЧКА:	тыс. руб.	5 482,74
2.1.	Текущие расходы	тыс. руб.	5 225,82
2.1.1.	Операционные расходы	тыс. руб.	4 565,28
2.1.2.	Неподконтрольные расходы		660,54
2.1.2.1.	расходы на приобретаемую электрическую энергию	тыс. руб.	277,87
2.1.2.2.	расходы на приобретаемые тепловую энергию, другие виды энергетических ресурсов и холодную воду	тыс. руб.	87,22
2.1.2.3.	расходы на оплату выполняемых сторонними организациями работ и (или) услуг, связанных с эксплуатацией централизованных систем водоснабжения (водоотведения) либо объектов, входящих в состав таких систем	тыс. руб.	0,00
2.1.2.4.	расходы, связанные с оплатой налогов и сборов	тыс. руб.	52,53
2.1.2.5.	расходы на арендную плату, лизинговые платежи, концессионную плату	тыс. руб.	242,92
2.1.2.6.	сбытовые расходы гарантирующих организаций (расходы по сомнительным долгам)	тыс. руб.	0,00
2.1.2.7.	экономия средств	тыс. руб.	0,00
2.1.2.8.	расходы на обслуживание бесхозных сетей	тыс. руб.	0,00
2.1.2.9.	расходы на компенсацию экономически обоснованных расходов, не учтенных в прошлые периоды регулирования, и (или) недополученных доходов	тыс. руб.	0,00
2.2.	Расходы на амортизацию	тыс. руб.	26,72
2.3.	Нормативная прибыль	тыс. руб.	0,00
2.4.	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	0,00
2.5.	Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	230,20
2.5.1.	отклонение фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс. руб.	279,3
2.5.2.	отклонение фактических значений индекса потребительских цен и других индексов, предусмотренных прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации	тыс. руб.	0,00
2.5.3.	степень исполнения регулируемой организацией обязательств по созданию и (или) реконструкции объектов концессионного соглашения, по эксплуатации объектов по договору аренды централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, отдельных объектов таких систем, находящихся в государственной или муниципальной собственности, по реализации инвестиционной программы, производственной программы при недостижении регулируемой организацией утвержденных плановых значений показателей надежности и качества объектов централизованных систем водоснабжения и (или) водоотведения	тыс. руб.	-49,10

Индексы, используемые при расчете тарифов, приведены ниже:

показатель	в процентах к предыдущему году	
	2017 год	2018 год
индекс потребительских цен	103,9	103,7
индексы роста тарифов на потребляемые энергетические ресурсы:		
электрическую энергию	х	107,0
тепловую энергию	х	104,0

Проинформировала, что представители организации до заседания коллегии были ознакомлены с расчетом и проектом решения, представили в адрес агентства письменное уведомление о своем согласии с предложенным уровнем тарифов.

РЕШИЛИ:

Внести предлагаемые изменения в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 22 октября 2015 года № 53-в/8.

ГОЛОСОВАЛИ:

«за» – Заочинская Е.В., Главацкая А.Н., Зиняк И.С., Кузнецова Т.Ю., Берденникова С.Н., Распутин Н.А. (всего 6 человек);
«против» и «воздержавшихся» – нет.

6. О внесении изменений в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 13 октября 2015 года № 51-в/4.

Докладчик – консультант отдела регулирования в газовой отрасли и коммунальном комплексе агентства по тарифам и ценам Архангельской области Яркова М.С.

СЛУШАЛИ:

Яркова М.С. проинформировала о том, что на основании требований пункта 80 Основ ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения и пункта 13 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере водоснабжения и водоотведения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 13.05.2013 № 406, по предложению МУП МО «Каргопольский муниципальный район» было открыто дело о корректировке установленных тарифов на 2018 год.

Предложила внести в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 13 октября 2015 года № 51-в/4 «Об утверждении производственной программы, установлении долгосрочных параметров регулирования тарифов и тарифов на питьевую воду (питьевое водоснабжение), отпускаемую МУП МО “Каргопольский муниципальный район” “Павловское” на территории муниципального образования “Павловское” муниципального образования “Каргопольский муниципальный район”» следующие изменения:

1) в приложении № 1 к указанному постановлению:
раздел 3 изложить в следующей редакции:

«3. Планируемый объем подачи воды, в тыс. куб. метров

№ п/п	Показатели производственной деятельности	Величина показателя		
		2016 год	2017 год	2018 год
1.	Объем поднятой (забранной) воды	3,136	3,091	3,091
2.	Объем воды, полученной со стороны	0,000	0,000	0,000
3.	Объем воды на собственные нужды водоснабжения (технологические, хозяйственно-питьевые)	0,000	0,000	0,000
4.	Объем поступившей воды в сеть	3,136	3,091	3,091
5.	Объем потерь воды	0,536	0,528	0,528
6.	Объем отпуска воды абонентам и подразделениям организации - всего	2,600	2,563	2,563
	в том числе:			
6.1.	объем отпуска воды на нужды подразделений организации	0,000	0,000	0,000
6.2.	объем отпуска воды абонентам	2,600	2,563	2,563
	в том числе:			
6.2.1.	населению	2,259	2,259	2,259
6.2.2.	бюджетным потребителям	0,305	0,271	0,271
6.2.3.	прочим потребителям	0,036	0,033	0,033»;

в таблице раздела 4 цифры «286,29» заменить цифрами «284,41»;
в таблице раздела 6 цифры «105,6» заменить цифрами «105,5»;
раздел 7 изложить в следующей редакции:

«7. Отчет об исполнении производственной программы за 2016 год
(по данным организации)

7.1. Фактический объем поданной воды, в тыс. куб. метров

№ п/п	Показатели производственной деятельности	Величина показателя
1.	Объем поднятой (забранной) воды	2,205
2.	Объем воды, полученной со стороны	0,000
3.	Объем воды на собственные нужды водоснабжения (технологические, хозяйственно-питьевые)	0,000
4.	Объем поступившей воды в сеть	2,205
5.	Объем потерь воды	0,377
6.	Объем отпуска воды абонентам и подразделениям организации - всего	1,828
	в том числе:	
6.1.	объем отпуска воды на нужды подразделений организации	0,000
6.2.	объем отпуска воды абонентам	1,828
	в том числе:	
6.2.1.	населению	1,551
6.2.2.	бюджетным потребителям	0,249
6.2.3.	прочим потребителям	0,027

7.2. Объем финансовых потребностей на реализацию производственной программы

Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя
Объем финансовых потребностей	тыс. руб.	435,78

7.3. Фактические значения показателей надежности, качества и энергетической эффективности объектов централизованных систем водоснабжения

Наименование показателя	Данные, используемые для установления показателя	Единица измерения	Величина показателя
показатели качества воды	доля проб питьевой воды в распределительной водопроводной сети, не соответствующих установленным требованиям, в общем объеме проб, отобранных по результатам производственного контроля качества питьевой воды	%	0,0
показатели надежности и бесперебойности водоснабжения	количество перерывов в подаче воды, возникших в результате аварий, повреждений и иных технологических нарушений на объектах централизованной системы холодного водоснабжения, в расчете на протяженность водопроводной сети в год	ед./км	0,0
показатели энергетической эффективности	доля потерь питьевой воды в централизованных системах водоснабжения при транспортировке в общем объеме воды, поданной в водопроводную сеть	%	47,6
	удельный расход электрической энергии, потребляемой в технологическом процессе подготовки питьевой воды, на единицу объема воды, отпускаемой в сеть	кВт·ч/куб. м	0,643»;

2) приложение № 3 к указанному постановлению изложить в следующей редакции:

ТАРИФЫ

на питьевую воду (питьевое водоснабжение), отпускаемую
МУП МО «Каргопольский муниципальный район» «Павловское»
(ИНН 2911005134) на территории муниципального образования
«Павловское» муниципального образования «Каргопольский
муниципальный район»

	Год	Одноставочный тариф, руб./куб. м	
		с 01 января по 30 июня	с 01 июля по 31 декабря
1. Население	2016	94,21	102,22
	2017	102,22	108,21
	2018	108,21	113,72
2. Потребители, приравненные к населению	2016	94,21	102,22
	2017	102,22	108,21
	2018	108,21	113,72
3. Прочие потребители	2016	94,21	102,22
	2017	102,22	108,21
	2018	108,21	113,72

Основные показатели расчета тарифов на услуги водоотведения приведены ниже:

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2018 год			Примечание
			Предложение предприятия	Принято на коллегии	Отклонение	
1.	ОБЪЕМ ОТПУСКА ВОДЫ	тыс. куб. м	2,600	2,563	-0,037	Объем полезного отпуска воды принят исходя из учтенных объемов в 2017 году, с учетом снижения объемов потребления воды бюджетными и прочими потребителями.
2.	НЕОБХОДИМАЯ ВАЛОВАЯ ВЫРУЧКА:	тыс. руб.	498,90	284,41	-214,49	
2.1.	Текущие расходы	тыс. руб.	498,90	284,41	-214,49	
2.1.1.	Операционные расходы	тыс. руб.	474,69	266,51	-208,18	Приняты согласно пункту 45 методических указаний, утвержденных приказом ФСТ России от 27 декабря 2013 года №1746-э
2.1.2.	Неподконтрольные расходы		24,21	17,89	-6,32	
2.1.2.1.	расходы на приобретение электрической энергии, тепловой энергии и других видов энергетических ресурсов и холодной воды	тыс. руб.	18,73	14,22	-4,51	Расходы скорректированы исходя из плановых объемов отпуска воды и утвержденного удельного расхода на электрическую энергию согласно постановлению Министерства ТЭК и ЖКХ АО от 19.08.2015 № 36-п
2.1.2.2.	расходы, связанные с оплатой налогов и сборов	тыс. руб.	5,48	3,67	-1,81	Скорректированы с учетом минимального налога по УСН и водного налога, расчет водного налога произведен исходя из плановых объемов отпуска воды
2.1.2.3.	сбытовые расходы гарантирующих организаций (расходы по сомнительным долгам)	тыс. руб.				
2.2.	Расходы на амортизацию	тыс. руб.	0,00	0,00		
2.3.	Нормативная прибыль	тыс. руб.				

2.4.	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.				
2.5.	Корректировка необходимой валовой выручки	тыс. руб.	0,00	0,00		
2.5.1.	отклонение фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс. руб.	0,00	0,00		
2.5.2.	отклонение фактических значений индекса потребительских цен и других индексов, предусмотренных прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации	тыс. руб.	0,00	0,00		
2.5.3.	степень исполнения регулируемой организацией обязательств по созданию и (или) реконструкции объектов концессионного соглашения, по эксплуатации объектов по договору аренды централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и (или) водоотведения, отдельных объектов таких систем, находящихся в государственной или муниципальной собственности, по реализации инвестиционной программы, производственной программы при недостижении регулируемой организацией утвержденных плановых значений показателей надежности и качества объектов централизованных систем водоснабжения и (или) водоотведения	тыс. руб.	0,00	0,00		

Индексы, используемые при расчете тарифов, приведены ниже:

показатель	в процентах к предыдущему году	
	2017 год	2018 год
индекс потребительских цен	103,9	103,7
индексы роста тарифов на потребляемые энергетические ресурсы:		
электрическую энергию	x	107,0
тепловую энергию	x	104,0

Проинформировала, что представители организации до заседания коллегии были ознакомлены с расчетом и проектом решения, представили в адрес агентства письменное уведомление о своем согласии с предложенным уровнем тарифов.

РЕШИЛИ:

Внести предлагаемые изменения в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 13 октября 2015 года № 51-в/4.

ГОЛОСОВАЛИ:

«за» – Заочинская Е.В., Главацкая А.Н., Зиняк И.С., Кузнецова Т.Ю., Берденникова С.Н., Распутин Н.А. (всего 6 человек);
«против» и «воздержавшихся» – нет.

7. Об установлении платы за подключение к системе теплоснабжения ПАО «ТГК-2» на территории муниципального образования «Город Архангельск» объекта капитального строительства акционерного общества «Архангельскгражданреконструкция».

Докладчик – начальник отдела регулирования в сфере теплоснабжения агентства по тарифам и ценам Архангельской области Зиняк И.С.

Присутствовали: Макаров О.В., Мазина Л.В.

СЛУШАЛИ:

Зиняк И.С. проинформировала о порядке расчета платы за подключение к системе теплоснабжения ПАО «ТГК-2» на территории муниципального образования «Город Архангельск» объекта капитального строительства АО «Архангельскгражданреконструкция».

Предложила установить плату за подключение к системе теплоснабжения ПАО «ТГК-2» на территории муниципального образования «Город Архангельск» теплопотребляющих установок и тепловых сетей АО «Архангельскгражданреконструкция» (объект «Многоэтажный жилой дом (IV очередь строительства) в составе комплекса многоэтажных жилых домов со встроенно-пристроенными помещениями общественного

назначения», расположенный по адресу: город Архангельск, улица Стрелковая, примерно в 50 м на юг от ориентира – жилое здание № 24 по улице Стрелковой, с подключаемой нагрузкой 1,517364 Гкал/час) в размере 4 743,67 рублей (без НДС).

Показатели расчета платы за подключение приведены ниже:

№ п/п	Наименование	Плата, руб./Гкал/ч
1	Плата за подключение объекта заявителя, подключаемая тепловая нагрузка которого превышает 1,5 Гкал/ч, при отсутствии технической возможности, в том числе:	4743,67
2	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	44,86
2.1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	29,56
2.2	Подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя	1,52
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта заявителя, в том числе:	4698,81
3.1	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов), в том числе:	4698,81
3.1.1.	Расходы на реконструкцию	715,87
3.1.1.1	Реконструкция теплотрассы от ТК-55-56-5 до неподвижной опоры Н-7 (ф133х5, Lтр=27м трассы) по ул.Стрелковая (проектные (изыскательские) работы)	178,72
3.1.1.2	Реконструкция теплотрассы от ТК-55-23-3 до неподвижной опоры Н-7 (ф133х5, Lтр=27м трассы) по ул.Стрелковая (строительно-монтажные работы), d=100 мм	537,15
3.1.1.3	прочие расходы	0,00
3.1.2	Расходы на строительство	3982,94
3.1.2.1	Строительство теплотрассы от неподвижной опоры Н-7 между ТК-55-56-5 до здания Стрелковая д. 25 до МЖД (4-я оч. строительства) (проектные (изыскательские) работы	0,00
3.1.2.2	Строительство теплотрассы от неподвижной опоры Н-7 между ТК-55-56-5 до здания Стрелковая д. 25 до МЖД (4-я оч. строительства) (строительно-монтажные работы), d=100 мм, l= 0,12 км	3982,94
3.2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов, в том числе:	0,00
4	Расходы на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, в том числе:	0,00
5	Налог на прибыль	0,00

Проинформировала, что представители акционерного общества «Архангельскгражданреконструкция» до заседания коллегии были ознакомлены с расчетом.

Макаров О.В., Мазина Л.В. согласились с размером платы за подключение.

РЕШИЛИ:

Установить плату за подключение объекта капитального строительства АО «Архангельскгражданреконструкция» к системе теплоснабжения ПАО «ТГК-2» на территории муниципального образования «Город Архангельск» в предлагаемых размерах.

ГОЛОСОВАЛИ:

«за» – Заочинская Е.В., Главацкая А.Н., Зиняк И.С., Кузнецова Т.Ю.,
Берденникова С.Н., Распутин Н.А. (всего 6 человек);
«против» и «воздержавшихся» – нет.

8. Об установлении платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям АО «Котласгазсервис».

Докладчик – ведущий консультант отдела регулирования в газовой отрасли и коммунальном комплексе агентства по тарифам и ценам Архангельской области Воронская Л.А.

СЛУШАЛИ:

Воронская Л.А. проинформировала о порядке расчета платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям ОАО «Котласгазсервис».

Предложила следующее:

1) установить и ввести в действие на период с 01 января 2018 года по 31 декабря 2018 года плату за технологическое присоединение к газораспределительным сетям АО «Котласгазсервис» газоиспользующего оборудования заявителей при условии, что расстояние от газоиспользующего оборудования до сети газораспределения АО «Котласгазсервис» с проектным рабочим давлением не более 0,3 МПа, измеряемое по прямой линии до точки подключения, составляет не более 200 метров и сами мероприятия предполагают строительство только газопроводов – вводов (без устройства пунктов редуцирования газа), в следующем размере:

Газоиспользующее оборудование	Плата за одно присоединение, руб.
1. Газоиспользующее оборудование с максимальным расходом газа, не превышающим 15 куб. метров в час, с учетом расхода газа ранее подключенного в данной точке подключения газоиспользующего оборудования заявителя (для заявителей, намеревающихся использовать газ для целей предпринимательской (коммерческой) деятельности)	43 928,59
2. Газоиспользующее оборудование с максимальным расходом газа, не превышающим 5 куб. метров в час, с учетом расхода газа ранее подключенного в данной точке подключения газоиспользующего оборудования заявителя (для физических лиц)	49 000,00 (включая налог на добавленную стоимость)
3. Газоиспользующее оборудование с максимальным расходом газа, не превышающим 5 куб. метров в час, с учетом расхода газа ранее подключенного в данной точке подключения газоиспользующего оборудования заявителя (для прочих заявителей)	43 928,59

2) определить выпадающие доходы АО «Котласгазсервис» от технологического присоединения газоиспользующего оборудования, указанного в пункте 1 настоящего постановления, в размере 2 335,73 тыс. рублей.

Проинформировала, что представители АО «Котласгазсервис» до заседания коллегии были ознакомлены с расчетом и проектом решения, представили в адрес агентства письменное уведомление о своем согласии с предложенным уровнем тарифов.

РЕШИЛИ:

Установить плату за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям ОАО «Котласгазсервис» в предлагаемом размере.

ГОЛОСОВАЛИ:

«за» – Заочинская Е.В., Главацкая А.Н., Зиняк И.С., Кузнецова Т.Ю., Берденникова С.Н., Распутин Н.А. (всего 6 человек);
«против» и «воздержавшихся» – нет.

9. Об установлении платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям ООО «Газпром газораспределение Архангельск».

Докладчик – ведущий консультант отдела регулирования в газовой отрасли и коммунальном комплексе агентства по тарифам и ценам Архангельской области Воронская Л.А.

СЛУШАЛИ:

Воронская Л.А. проинформировала о порядке расчета платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям ООО «Газпром газораспределение Архангельск».

Предложила следующее:

1) установить и ввести в действие на период с 01 января 2018 года по 31 декабря 2018 года плату за технологическое присоединение к газораспределительным сетям ООО «Газпром газораспределение Архангельск» газоиспользующего оборудования заявителей при условии, что расстояние от газоиспользующего оборудования до сети газораспределения ООО «Газпром газораспределение Архангельск» с проектным рабочим давлением не более 0,3 МПа, измеряемое по прямой линии до точки подключения, составляет не более 200 метров и сами мероприятия предполагают строительство только газопроводов – вводов (без устройства пунктов редуцирования газа), в следующем размере:

Газоиспользующее оборудование	Плата за одно присоединение, руб.
1. Газоиспользующее оборудование с максимальным расходом газа, не превышающим 15 куб. метров в час, с учетом расхода газа ранее подключенного в данной точке подключения газоиспользующего оборудования заявителя (для заявителей, намеревающихся использовать газ для целей предпринимательской (коммерческой) деятельности)	43 928,59
2. Газоиспользующее оборудование с максимальным расходом газа, не превышающим 5 куб. метров в час, с учетом расхода газа ранее подключенного в данной точке подключения газоиспользующего оборудования заявителя (для физических лиц)	49 000,00 (включая налог на добавленную стоимость)
3. Газоиспользующее оборудование с максимальным расходом газа, не превышающим 5 куб. метров в час, с учетом расхода газа ранее подключенного в данной точке подключения газоиспользующего оборудования заявителя (для прочих заявителей)	43 928,59

2) определить выпадающие доходы ООО «Газпром газораспределение Архангельск» от технологического присоединения газоиспользующего оборудования, указанного в пункте 1 настоящего постановления, в размере 10 275,045 тыс. рублей.

Проинформировала, что представители ООО «Газпром газораспределение Архангельск» до заседания коллегии были ознакомлены с расчетом и проектом решения, представили в адрес агентства письменное уведомление о своем согласии с предложенным уровнем тарифов.

РЕШИЛИ:

Установить плату за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям ООО «Газпром газораспределение Архангельск» в предлагаемом размере.

ГОЛОСОВАЛИ:

«за» – Заочинская Е.В., Главацкая А.Н., Зиняк И.С., Кузнецова Т.Ю., Берденникова С.Н., Распутин Н.А. (всего 6 человек);
«против» и «воздержавшихся» – нет.

10. О внесении изменений в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 06 ноября 2015 года № 59-т/4.

Докладчик – консультант отдела регулирования сфере теплоснабжения агентства по тарифам и ценам Архангельской области Косточкина Е.М.

СЛУШАЛИ:

Косточкина Е.М. проинформировала о том, что на основании требований пункта 52 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения и пункта 12 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075, по предложению организации было открыто дело о корректировке установленных на 2018 год тарифов на тепловую энергию.

Предложила внести в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 06 ноября 2015 года № 59-т/4 «Об установлении долгосрочных параметров регулирования деятельности и тарифов на тепловую энергию, поставляемую ПАО «МРСК Северо-Запада» потребителям, расположенным на территории муниципальных образований «Ильинское» муниципального образования «Вилегодский муниципальный район», «Сафроновское» муниципального образования «Ленский муниципальный район», «Коношское» муниципального образования «Коношский муниципальный район», «Октябрьское» муниципального образования «Устьянский муниципальный район»» следующие изменения:

1) в наименовании и пунктах 1 и 3 слова ««Ильинское» муниципального образования «Вилегодский муниципальный район»» исключить;

2) пункт 5 исключить;

3) приложение № 3 к указанному постановлению изложить в следующей редакции:

ТАРИФЫ

на тепловую энергию, поставляемую ПАО «МРСК Северо-Запада» (ИНН 7802312751) потребителям, расположенным на территории муниципальных образований «Сафроновское» муниципального образования «Ленский муниципальный район», «Коношское» муниципального образования «Коношский муниципальный район»

Вид тарифа	Год	Период	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
				от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения								
одноставочный, руб./Гкал	2016	01.01-30.06	4377,97	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	4377,97	-	-	-	-	-
	2017	01.01-30.06	3911,74	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	3911,74	-	-	-	-	-
	2018	01.01-30.06	3911,74	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	4070,65	-	-	-	-	-
	2019	01.01-30.06	4827,20	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	5074,79	-	-	-	-	-
	2020	01.01-30.06	5074,79	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	5354,54	-	-	-	-	-

4) приложение № 4 к указанному постановлению изложить в следующей редакции:

ТАРИФЫ

на тепловую энергию, поставляемую ПАО «МРСК Северо-Запада»
(ИНН 7802312751) потребителям, расположенным на территории
муниципального образования «Октябрьское» муниципального образования
«Устьянский муниципальный район»

Вид тарифа	Год	Период	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
				от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения								
одноставочный, руб./Гкал	2016	01.01-30.06	3176,91	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	3688,71	-	-	-	-	-
	2017	01.01-30.06	3121,78	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	3121,78	-	-	-	-	-
	2018	01.01-30.06	2910,00	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	2910,00	-	-	-	-	-
	2019	01.01-30.06	4129,61	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	4129,61	-	-	-	-	-
2020	01.01-30.06	4129,61	-	-	-	-	-	
	01.07-31.12	4742,62	-	-	-	-	-	

5) приложение № 5 к указанному постановлению исключить;

6) приложение № 6 к указанному постановлению изложить в следующей редакции:

Л Ъ Г О Т Н Ы Е Т А Р И Ф Ы
на тепловую энергию, поставляемую ПАО «МРСК Северо-Запада»
(ИНН 7802312751) потребителям, расположенным на территории
муниципального образования «Сафроновское» муниципального
образования «Ленский муниципальный район»

Вид тарифа	Год	Период	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
				от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
1. Население (тарифы указываются с учетом НДС)								
одноставочный, руб./Гкал	2016	01.01-30.06	1405,88					
		01.07-31.12	1492,00	-	-	-	-	-
	2017	01.01-30.06	1492,00	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	1551,69	-	-	-	-	-
	2018	01.01-30.06	1551,69	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	1613,76	-	-	-	-	-
	2019	01.01-30.06	1649,59	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	1725,48	-	-	-	-	-
2020	01.01-30.06	1725,48	-	-	-	-	-	
	01.07-31.12	1804,85	-	-	-	-	-	
2. Потребители, приравненные к населению								
одноставочный, руб./Гкал	2016	01.01-30.06	1191,42					
		01.07-31.12	1264,41	-	-	-	-	-
	2017	01.01-30.06	1264,41	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	1314,99	-	-	-	-	-
	2018	01.01-30.06	1314,99	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	1367,59	-	-	-	-	-
	2019	01.01-30.06	1397,96	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	1462,27	-	-	-	-	-
2020	01.01-30.06	1462,27	-	-	-	-	-	
	01.07-31.12	1529,53	-	-	-	-	-	

Основные показатели расчета тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям, расположенным на территории муниципальных образований «Сафроновское» муниципального образования «Ленский муниципальный район», «Коношское» муниципального образования «Коношский муниципальный район», приведены ниже:

	Наименование	Ед. изм.	2018 год
1	Объем полезного отпуска тепловой энергии (мощности)	Гкал	1136,5
2	НЕОБХОДИМАЯ ВАЛОВАЯ ВЫРУЧКА:	тыс. руб.	4 526,7
2.1.1	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	510,0
2.1.2	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	174,5
2.1.3	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	3433,8
2.1.4	Нормативная прибыль	тыс. руб.	8,9
2.1.7	Экономически обоснованные расходы организации, не учтенные при установлении тарифов на предыдущие периоды регулирования	тыс. руб.	96,7
2.1.8	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс. руб.	302,8

Основные показатели расчета тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям, расположенным на территории муниципального образования «Октябрьское» муниципального образования «Устьянский муниципальный район», приведены ниже:

	Наименование	Ед. изм.	2018 год
1	Объем полезного отпуска тепловой энергии (мощности)	Гкал	548,9
2	НЕОБХОДИМАЯ ВАЛОВАЯ ВЫРУЧКА:	тыс. руб.	1 597,3
2.1.1	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	27,1
2.1.2	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	20,6
2.1.3	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	1657,6
2.1.4	Нормативная прибыль	тыс. руб.	0,7
2.1.5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	2,4
2.1.9	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс. руб.	-111,1

Индексы, используемые при расчете тарифов, приведены ниже:

Показатели	2018 год
1. Индекс потребительских цен	103,7%
2. Индекс роста цен на электрическую энергию	107,0%

Показатели, используемые при расчете тарифов, приведены ниже:

Показатели	Ед. изм.	2018 год
Нормативы технологических потерь тепловой энергии при передаче тепловой энергии	Гкал	Не утверждены уполномоченным органом Архангельской области
Нормативы технологических потерь теплоносителя	куб.м.	Не утверждены уполномоченным органом Архангельской области
Объем технологических потерь тепловой энергии при передаче тепловой энергии, учтенный при расчете необходимой валовой выручки	Гкал	0,00
Объем технологических потерь теплоносителя, учтенный при расчете необходимой валовой выручки	куб.м.	-
Нормативы удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии	кг у.т./Гкал	Не утверждены уполномоченным органом Архангельской области
Удельный расход условного топлива, учтенный при расчете необходимой валовой выручки	кг у.т./Гкал	-
Нормативы запасов топлива на источниках тепловой энергии, учтенные при расчете необходимой валовой выручки	тыс. т.н.т.	Не утверждены уполномоченным органом Архангельской области

Проинформировала, что представители организации до заседания коллегии были ознакомлены и согласны с расчетом и предложенным уровнем тарифа.

РЕШИЛИ:

Внести предлагаемые изменения в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 08 декабря 2016 года № 60-т/66.

ГОЛОСОВАЛИ:

«за» – Заочинская Е.В., Главацкая А.Н., Зиняк И.С., Кузнецова Т.Ю.,
Берденникова С.Н., Распутин Н.А. (всего 6 человек);
«против» и «воздержавшихся» – нет.

11. О внесении изменения в приложение № 2 к постановлению агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 27 ноября 2015 года № 69-т/28.

Докладчик – ведущий консультант отдела регулирования сфере теплоснабжения агентства по тарифам и ценам Архангельской области Акимов В.М.

СЛУШАЛИ:

Акимова В.М. проинформировала о том, что на основании требований пункта 52 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения и пункта 12 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075, по предложению организации было открыто дело о корректировке установленных на 2018 год тарифов на тепловую энергию.

Предложила приложение № 2 к постановлению агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 27 ноября 2015 года № 69-т/28 «Об установлении долгосрочных параметров регулирования деятельности и тарифов на тепловую энергию на коллекторах источников тепловой энергии ООО «ТЭПАК», поставляемую потребителям, расположенным на территории муниципального образования «Город Архангельск»» изложить в следующей редакции:

ТАРИФЫ

на тепловую энергию на коллекторах источников тепловой энергии
ООО «ТЭПАК» (ИНН 2901245747), поставляемую потребителям,
расположенным на территории муниципального образования
«Город Архангельск»

	Год	Период	Вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
				от 1,2 до 2,5 кг/см ²	от 2,5 до 7,0 кг/см ²	от 7,0 до 13,0 кг/см ²	свыше 13,0 кг/см ²	
Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения								
одноставочный, руб./Гкал	2016	01.01-30.06	3664,45	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	3664,45	-	-	-	-	-
	2017	01.01-30.06	3664,45	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	4012,81	-	-	-	-	-
	2018	01.01-30.06	3801,06	-	-	-	-	-
		01.07-31.12	3801,06	-	-	-	-	-

Основные показатели расчета тарифов на тепловую энергию приведены ниже:

	Наименование	Ед. изм.	2018 год
1	Объем полезного отпуска тепловой энергии (мощности)	Гкал	73 739,5
2	НЕОБХОДИМАЯ ВАЛОВАЯ ВЫРУЧКА:	тыс. руб.	280 288,0
2.1.1	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	94 359,0
2.1.2	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	21 973,8
2.1.2.1	расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	317,0
2.1.2.2	расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс. руб.	201,5
2.1.2.2.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс. руб.	0,0
2.1.2.2.2	расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	201,5
2.1.2.2.3	расходы на уплату налога на прибыль	тыс. руб.	0,0
2.1.2.3	расходы на арендную и концессионную плату производственных объектов, лизинговые платежи	тыс. руб.	7 862,8
2.1.2.4	отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	13 234,9
2.1.2.5	амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	357,7
2.1.3	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	170 569,2
2.1.3.1	расходы на топливо	тыс. руб.	154 119,7
2.1.3.2	расходы на доставку топлива	тыс. руб.	0,0
2.1.3.3	расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	14 857,7
2.1.3.4	расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	0,0
2.1.3.5	расходы на холодную воду	тыс. руб.	1 591,9
2.1.4	Нормативная прибыль	тыс. руб.	748,4
2.1.5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	6 639,1
2.1.6	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс. руб.	-14 001,6

Индексы, используемые при расчете тарифов, приведены ниже:

Показатель	2018 год
1. Индекс потребительских цен	103,7%
2. Индексы роста цен на энергетические ресурсы, в том числе на:	
электрическую энергию	107,0%
холодную воду	104,8%
3. Индекс изменения количества активов	0

Показатели, используемые при расчете тарифов, приведены ниже:

Показатели	Ед. изм.	2018 год
Нормативы удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии	кг у.т./Гкал	Не утверждены уполномоченным органом Архангельской области
Удельный расход условного топлива, учтенный при расчете необходимой валовой выручки	кг у.т./Гкал	уголь - 324,7; мазут - 246,3; дрова - 317,5; щепа - 208,3
Нормативы запасов топлива на источниках тепловой энергии, учтенные при расчете необходимой валовой выручки	тыс. т.н.т.	Не утверждены уполномоченным органом Архангельской области

Проинформировала, что представители организации до заседания коллегии были ознакомлены и согласны с расчетом и предложенным уровнем тарифа.

РЕШИЛИ:

Внести предлагаемые изменения в постановление агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 27 ноября 2015 года № 69-т/28.

ГОЛОСОВАЛИ:

«за» – Заочинская Е.В., Главацкая А.Н., Зиняк И.С., Кузнецова Т.Ю.,
Берденникова С.Н., Распутин Н.А. (всего 6 человек);
«против» и «воздержавшихся» – нет.

Секретарь коллегии:

Яшина И.В

