Заключение
об установлении стандартизированных тарифных ставок за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к сетям газораспределения ООО «Газпром трансгаз Казань» на 2018 год

В соответствии с пунктом 26 (21) постановления Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2000 г. № 1021 «О государственном регулировании цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации », пунктом 5 приказа Федеральной службы по тарифам от 28 апреля 2014 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету размера платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к сетям газораспределения и (или) стандартизированных тарифных ставок, определяющих ее величину», Положением о Государственном комитете Республики Татарстан по тарифам, утвержденным постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан от 15 июня 2010 г. № 468 Государственным комитетов Республики Татарстан по тарифам устанавливаются стандартизированных тарифные ставки для случаев технологического присоединения газоиспользующего оборудования с максимальным расходом газа 500 куб.м в час и менее и (или) проектным рабочим давлением в присоединяемом газопроводе 0,6 МПа и менее.

По состоянию на текущий момент ООО «Газпром трансгаз Казань» заключено 3 договора на технологическое присоединение. Акты фактически выполненных работ по строительству объектов газоснабжения в целях подключения заявителей организацией не представлены, так как строительство объектов газоснабжения не завершено.

В виду отсутствия фактических исполненных договор на присоединение за 2016 -2017 гг, ООО «Газпром трансгаз Казань» обратилось в адрес Госкомитета с заявлением об установлении стандартизированных тарифных ставок на 2018 год на уровне, утвержденном в 2017г.

Оценка затрат по выполнению работ по подключению ООО «Газпром трансгаз Казань» при тарифном регулировании на 2015-2017 гг были выполнены на основании прогнозных смет и калькуляций.

Стандартизированные тарифные ставки на строительство объектов газоснабжения рассчитаны в ценах 2001 года.

1. Расчет стандартизированной тарифной ставки на покрытие расходов ГРО, связанных с разработкой проектной документации.

Расходы на проектно-изыскательские работы и кадастровые и землеустроительные работы на 1 присоединение составят:

Тыс.руб

Виды работ	По предложению ГРО		По предложению Госкомитета	
	менее 150 м	более 150м	менее 150 м	более 150м
Проектирование газопровода	60,554	103,740	48,600	93,464
Топографические изыскания	16,534	33,068	16,534	33,068
Инженерно-геологические изыскания	28,904	28,904	28,904	28,904
Экспертиза- 33,75%	35,772	55,928	31,738	52,460

Кадастровые и землеустроительные	30,401	33,091	18,484	18,484
Аренда земли,	22,400	44,800	-	-
Итого	**194,565**	**299,531**	**144,260**	**226,380**

Планируемое количество присоединений и суммарная тепловая нагрузка на 2018 год принято на уровне, учтенном при установлении ставок на 2015-2017 гг.

Расчет стандартизированной тарифной ставки на разработку проектной документации представлен в таблице:

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	Протяженность строящейся (реконструируемой) сети менее 150 м (включительно)	Протяженность строящейся (реконструируемой) сети более 150 м
1.	Расходы на разработку проектной документации, в т.ч.:	Тыс.руб	53953,22	50256,36
1.1	на проектно-изыскательские	Тыс.руб	47 040,22	46152,91
1.2	на кадастровые и землеустроительные работу	Тыс.руб	6913,0	4103,45
2	Суммарный максимальный часовой расход газа газоиспользующего оборудования заявителя	куб.м/ч	22 629	*95275*
3	Количество технологических присоединений	ед	*374*	222
4	Эффективная ставка налога на прибыль	%	20	20
5	Сумма налога на прибыль	Тыс.руб	13488,31	12564,10
6.	Стандартизированная тарифная ставка		**2980 руб/м^3 в час**	**282 975 руб/ед**

2. Расчет стандартизированной тарифной ставки, связанной со строительством (реконструкцией) газопроводов протяженностью более 150м.

Расчет выполнен исходя из представленных ООО «Газпром трансгаз Казань» смет на прокладку 200 м газопроводов по различным диапазонам диаметров.

№ п/п	Показатели	Расходы, связанные со строительством (реконструкцией) газопроводов протяженностью 1 км, тыс. руб.	Эффективная ставка налога на прибыль, %	Налог на прибыль, тыс. руб.	Стандартизированные тарифные ставки, тыс. руб./км, в текущих ценах.	Стандартизированные тарифные ставки, тыс. руб./км, в ценах 2001
1	2	3	4	5	6	7
1	**Стальные газопроводы**					
1.1	Наземная (надземная) прокладка					
1.1.1	158 мм и менее	1130,0	20	283	**1413,0**	**245,0**
1.1.2	159 - 218 мм	1564,0	20	391,0	**1955,0**	**339,0**
1.1.3	219 - 272 мм	2094,0	20	524,0	**2618,0**	**454,0**
1.1.4	273 - 324 мм	2407,0	20	602,0	**3009,0**	**522,0**
1.1.5	325 - 425 мм	2846,0	20	712,0	**3558,0**	**617,0**
1.1.6	426 - 529 мм	4051,0	20	1013,0	**5064,0**	**878,0**
1.1.7	530 мм и выше	5856,0	20	1464,0	**7320,0**	**1268,0**

1.2	Подземная прокладка					
1.2.1	158 мм и менее	1588,0	20	397,0	**1985,0**	**327,0**
1.2.2	159 - 218 мм	2390,0	20	598,0	**2988,0**	**493,0**
1.2.3	219 - 272 мм	3079,0	20	770,0	**3849,0**	**667,0**
1.2.4	273 - 324 мм	4009,0	20	1003,0	**5012,0**	**869,0**
1.2.5	325 - 425 мм	4626,0	20	1157,0	**5783,0**	**1003,0**
1.2.6	426 - 529 мм	6684,0	20	1671,0	**8355,0**	**1448,0**
1.2.7	530 мм и выше	7178,0	20	1795,0	**8973,0**	**1556,0**
2	**Полиэтиленовые газопроводы**					
2.1	109 мм и менее	1164,0	20	291,0	**1455,0**	**225,0**
2.2	110 - 159 мм	1487,0	20	371,75	**1859,0**	**288,0**
2.3	160 - 224 мм	1588,5	20	398,0	**1987,0**	**308,0**
2.4	225 - 314 мм	2414,6	20	604,0	**3019,0**	**467,0**
2.5	315 - 399 мм	3021,3	20	756,0	**3778,0**	**584,0**
2.6	400 мм и выше	4055,3	20	1014,0	**5070,0**	**784,0**

3. Расчет стандартизированной тарифной ставки, связанной со строительством (реконструкцией) газопроводов протяженностью менее 150м.

В виду отсутствия исполненных договоров на присоединение за 2015-2017гг , расчет ставки произведен на 374 ед присоединений (согласно техническим условиям выданным за 2013 год) по данной категории заявителей.

№ п/п	Показатели	Расходы, связанные со строительством (реконструкцией) газопроводов средней протяженностью до 150 м, тыс. руб.	Количество случаев строительства сетей до 150 м, шт	Суммарные расходы, тыс. руб., в текущих ценах
1	2	3	4	5
1	Стальные газопроводы			
1.1	Наземная прокладка, в т.ч.			
1.1.1	158 мм и менее	140,31	100	14030,8
1.1.2	159 - 218 мм	-	-	-
1.1.3	219 - 272 мм	-	-	-
1.1.4	273 - 324 мм	-	-	-
1.1.5	325 - 425 мм	-	-	-
1.1.6	426 - 529 мм	-	-	-
1.1.7	530 мм и выше	-		-
1.2	Подземная прокладка, в т.ч.			
1.2.1	158 мм и менее	160,575	52	8349,9
1.2.2	159 - 218 мм	-	-	-
1.2.3	219 - 272 мм	-	-	-
1.2.4	273 - 324 мм	-	-	-
1.2.5	325 - 425 мм	-	-	-
1.2.6	426 - 529 мм	-	-	-
1.2.7	530 мм и выше	-	-	-
2	Полиэтиленовые газопроводы, в т.ч.			
2.1	109 мм и менее	107,00	100	10700,0
2.2	110 - 159 мм	158,80	122	19374,0

2.3	160 - 224 мм	-	-	-
2.4	225 - 314 мм	-	-	-
2.5	315 - 399 мм	-	-	-
2.6	400 мм и выше	-	-	-
3	Суммарные расходы строительства газопроводов до 150 м			52455,0
4	Суммарный максимальный часовой расход газа			22629
5	Ставка налога на прибыль			20%
6.	Стандартизированная тарифная ставка			**3000 руб/м^3 в час**

Стандартизированная тарифная ставка на строительство газопроводов протяженностью до 150 м в ценах 2001 года составит 468 руб/м3 в час.

4. Расчет стандартизированной тарифной ставки, связанной со строительством газорегуляторных пунктов

Согласно информации ООО «Газпром трансгаз Казань» в 2015 - 2017 гг строительство газорегуляторных пунктов не осуществлялось. Расчет ставки выполнен на основании, представленной ООО «Газпром трансгаз Казань», сметы на строительство газорегуляторного пункта (далее – ГРП) производительностью до 40 м3/ч. Мощность ГРП принята согласно техническим условиям, выданным 25.07.2012г по объекту «Котельная для отопления производственной базы и АБК ИП Королева».

Показатели	Расходы на строительство, тыс.руб.	Эффективная ставка налога на прибыль,%	Налог на прибыль	Суммарный максимальный часовой расход газа оборудования заявителя, подключаемого с использованием газорегуляторного пункта	Стандартизированная тарифная ставка, руб./м^{3}в час, в ценах 2001г.
До 40 м^3 в час	34,967	20	8,741	22,5	**1943**

5. Расчет стандартизированной тарифной ставки, связанной со строительством станции катодной защиты

Согласно информации ООО «Газпром трансгаз Казань» в 2015-2017 гг строительство станции катодной защиты не осуществлялось. ООО «Газпром трансгаз Казань» представлена смета на строительство станции катодной защиты производительностью 3 кВт (Технические условия от 16.09.2011 «265-16/1494) на строительство газопровода высокого давления, расположенного по адресу г.Н.Челны, пос.Элеваторная гора, ул.Чапаева).

Показатели	Расходы на строительство, тыс.руб.	Эффективная ставка налога на прибыль,%	Налог на прибыль	Суммарный максимальный часовой расход газа оборудования заявителя, подключаемого с использованием станции катодной защиты, $м^3/ч$	Стандартизированная тарифная ставка, руб./$м^3$ в час, в ценах 2001г.
Станция катодной защиты мощностью	140,779	20	35,195	60	**2933**

6. Расходы, связанные с проверкой выполнения заявителем технических условий и осуществление фактического подключения объекта заявителя

1) Расходы, связанные с проверкой выполнения заявителем технических условий.

Согласно Методическим указаниям в данной статье расходов учитываются:

- расходы на согласование проекта прокладки газопровода,
- расходы на технический надзор за строительством газопровода – ввода,
- приемка в эксплуатацию законченного строительством газопровода.

2) Расходы, связанные с осуществлением фактического подключения.

Согласно Методическим указаниям в данной статье расходов учитываются:

- расходы на врезку газопровода с отключением газа(в зависимости от диаметра и способа прокладки),
- расходы на ввод в эксплуатацию газопровода (первичный пуск газа) в зависимости от диаметра и способа прокладки,
- расходы на выполнение работ по государственному техническому учету и техническую инвентаризацию построенных объектов.

Госкомитетом учтены следующие затраты:

N п/п	Показатели	Согласование проекта	Осуществление технадзора	Приемка	Расходы, связанные с проверкой выполнения Заявителем технических условий, тыс. руб.	Врезка	Ввод в эксплуатацию	Техническая инвентаризация	Расходы, связанные с осуществлением фактического подключения объектов капитального строительства Заявителя к сети газораспределения, тыс. руб.
1	Стальные газопроводы								
1.1	158 мм и менее	0,867	1,773	0,902	**3,542**	1,619	0,451	17,943	**20,013**
1.2	159 - 218 мм	0,867	1,773	0,902	**3,542**	1,619	0,676	17,943	**20,238**
1.3	219 - 272 мм	0,867	1,773	0,902	**3,542**	2,023	0,902	17,943	**20,867**
1.4	273 - 324 мм	0,867	1,773	0,902	**3,542**	3,778	0,902	17,943	**22,622**
1.5	325 - 425 мм	0,867	1,773	0,902	**3,542**	3,778	1,199	17,943	**22,920**
1.6	426 - 529 мм	0,867	1,773	0,902	**3,542**	4,720	1,506	17,943	**24,169**
1.7	530 мм и выше	0,867	1,773	0,902	**3,542**	6,213	2,254	17,943	**26,410**

2	Полиэтиленовые газопроводы								
2.1	109 мм и менее	0,867	1,773	0,902	**3,542**	0,783	0,451	17,943	**19,177**
2.2	110 - 159 мм	0,867	1,773	0,902	**3,542**	0,783	0,451	17,943	**19,177**
2.3	160 - 224 мм	0,867	1,773	0,902	**3,542**	0,783	0,676	17,943	**19,402**
2.4	225 - 314 мм	0,867	1,773	0,902	**3,542**	0,783	0,902	17,943	**19,628**
2.5	315 - 399 мм	0,867	1,773	0,902	**3,542**	0,783	0,902	17,943	**19,628**
2.6	400 мм и выше	0,867	1,773	0,902	**3,542**	0,783	1,199	17,943	**19,925**

Таким образом, стандартизированная тарифная на расходы, связанные с проверкой выполнения заявителем технических условий и осуществление фактического подключения объекта заявителя, составят:

№ п/п	Показатели	Расходы, связанные с проверкой выполнения заявителем технических условий, тыс.руб.	Расходы, связанные с осуществлением фактического подключения, тыс.руб.	Налог на прибыль, тыс.руб.	Стандарти зированная тарифная ставка, тыс.руб.
1	2	3	4	5	6
1	Стальные газопроводы				
1.1	158 мм и менее	3,542	20,013	5,889	29,444
1.2	159 - 218 мм	3,542	20,238	5,945	29,725
1.3	219 - 272 мм	3,542	20,867	6,102	30,511
1.4	273 - 324 мм	3,542	22,622	6,541	32,705
1.5	325 - 425 мм	3,542	22,920	6,615	33,078
1.6	426 - 529 мм	3,542	24,169	6,927	34,639
1.7	530 мм и выше	3,542	26,410	7,488	37,440
2	Полиэтиленовые газопроводы				
2.1	109 мм и менее	3,542	19,177	5,680	28,399
2.2	110 - 159 мм	3,542	19,177	5,680	28,399
2.3	160 - 224 мм	3,542	19,402	5,736	28,680
2.4	225 - 314 мм	3,542	19,628	5,793	28,963
2.5	315 - 399 мм	3,542	19,628	5,793	28,963
2.6	400 мм и выше	3,542	19,925	5,867	29,334

На основании вышеизложенного предлагается:

1. Установить стандартизированные тарифные ставок за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к сетям газораспределения ООО «Газпром трансгаз Казань» на 2018 год согласно Приложению.

2. ООО «Газпром трансгаз Казань» обеспечить ведение раздельного учета доходов и расходов по регулируемым видам деятельности.

Стандартизированные тарифные ставки, используемые для определения величины платы за технологическое присоединение, для случаев технологического присоединения газоиспользующего оборудования с максимальным расходом газа 500 м^3/ч и менее и (или) проектным рабочим давлением в присоединяемом газопроводе 0,6 МПа и менее

без учета НДС

Условное обозначение	Наименование стандартизированной тарифной ставки	Ед.изм.	Размер ставки
1	2	3	4
С1*	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных с разработкой проектной документации для случаев, когда протяженность строящейся (реконструируемой) сети газораспределения, измеряемая по прямой линии от границы земельного участка до сети газораспределения газораспределительной организации, составляет более 150 метров	руб.	282 975
С2*	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных с разработкой проектной документации для случаев, когда протяженность строящейся (реконструируемой) сети газораспределения, измеряемая по прямой линии от границы земельного участка до сети газораспределения газораспределительной организации, составляет 150 метров и менее	руб/м3 в час	2980,0
С3**	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных со строительством (реконструкцией) стального газопровода, используемая для случаев, когда протяженность строящейся (реконструируемой) сети газораспределения, измеряемая по прямой линии от границы земельного участка до сети газораспределения газораспределительной организации, составляет более 150 метров:		
	Наземная (надземная) прокладка		
	158 мм и менее	руб/км	245 000
	159 - 218 мм	руб/км	339 000
	219 - 272 мм	руб/км	454 000
	273 - 324 мм	руб/км	552 000
	325 - 425 мм	руб/км	617 000
	426 - 529 мм	руб/км	878 000
	530 мм и выше	руб/км	1268 000
	Подземная прокладка		
	158 мм и менее	руб/км	327 000
	159 - 218 мм	руб/км	493 000
	219 - 272 мм	руб/км	667 000
	273 - 324 мм	руб/км	869 000
	325 - 425 мм	руб/км	1003 000
	426 - 529 мм	руб/км	1448 000

	530 мм и выше	руб/км	1556 000
С4**	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных со строительством (реконструкцией) полиэтиленового газопровода, используемая для случаев, когда протяженность строящейся (реконструируемой) сети газораспределения, измеряемая по прямой линии от границы земельного участка до сети газораспределения газораспределительной организации, составляет более 150 метров:		
	Полиэтиленовые газопроводы		
	109 мм и менее	руб/км	225 000
	110 - 159 мм	руб/км	288 000
	160 - 224 мм	руб/км	308 000
	225 - 314 мм	руб/км	467 000
	315 - 399 мм	руб/км	584 000
	400 мм и выше	руб/км	784 000
С5**	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных со строительством (реконструкцией) газопроводов всех диаметров, материалов труб и типов прокладки, для случаев, когда протяженность строящейся (реконструируемой) сети газораспределения, измеряемая по прямой линии от границы земельного участка до сети газораспределения газораспределительной организации, составляет 150 метров и менее	руб/м3 в час	468,0
С6**	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных со строительством (реконструкцией) газорегуляторных пунктов	руб/м3 в час.	1943
С7**	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных со строительством (реконструкцией) станций катодной защиты	руб/м3 в час	2933
С8*	Стандартизированная тарифная ставка (С8) на покрытие расходов газораспределительной организации, связанных с проверкой выполнения Заявителем технических условий и осуществлением фактического подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства Заявителя к сети газораспределения и проведением пуска газа		
	Стальные газопроводы		
	158 мм и менее	руб.	29 444
	159 - 218 мм	руб.	29 725
	219 - 272 мм	руб.	30 511
	273 - 324 мм	руб.	32 705
	325 - 425 мм	руб.	33 078
	426 - 529 мм	руб.	34 639
	530 мм и выше	руб.	37 440
	Полиэтиленовые газопроводы		
	109 мм и менее	руб.	28 399

	110 - 159 мм	руб.	28 399
	160 - 224 мм	руб.	28 680
	225 - 314 мм	руб.	28 963
	315 - 399 мм	руб.	28 963
	400 мм и выше	руб.	29 334

Примечание:

*Стандартизированные тарифные ставки С1,С2,С8 установлены в текущих ценах.

**Стандартизированные тарифные ставки С3-С7 установлены в ценах 2001 года.

Заключение
по вопросу расчета тарифов на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе холодного водоснабжения Муниципального унитарного предприятия города Казани «ВОДОКАНАЛ» на 2018 год

Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) рассмотрел обращение Муниципального унитарного предприятия города Казани «ВОДОКАНАЛ» (далее – МУП «Водоканал») по вопросу установления тарифов на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе холодного водоснабжения МУП «Водоканал» на 2018 год.

Почтовый адрес МУП «Водоканал» - 420015, Республика Татарстан, г.Казань, ул.Горького, д.34. Директор – Егоров Андрей Юрьевич.

Расчет тарифов на подключение (технологическое присоединение) к централизованным системам водоснабжения выполнен в соответствии с Федеральным законом от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении», постановлением Правительства Российской Федерации от 13.05.2013 № 406 «О государственном регулировании тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения» (вместе с «Основами ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения», «Правилами регулирования тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения», «Правилами определения размера инвестированного капитала в сфере водоснабжения и водоотведения и порядка ведения его учета», «Правилами расчета нормы доходности инвестированного капитала в сфере водоснабжения и водоотведения»), постановлением Правительства Российской Федерации от 29.07.2013 N 644 «Об утверждении Правил холодного водоснабжения и водоотведения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», приказом ФСТ России от 27.12.2013 № 1746-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения», постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан от 22.04.2017 №239 «Об установлении величины подключаемой (присоединяемой) нагрузки объектов заявителей, при которой плата за подключение (технологическое присоединение) к централизованным системам водоснабжения и (или) водоотведения устанавливается в индивидуальном порядке».

Ответственность за достоверность данных несет организация.

Объем планируемой годовой мощности на 2018 год по предложению МУП «Водоканал» составляет – 2 325,01 $м^3$/сут.

Расчетная необходимая валовая выручка (далее – НВВ) по предложению МУП «Водоканал» составляет 37 097 961,25 руб., в т.ч.:

1. Плановые расходы МУП «Водоканал» на выполнение мероприятий по подключению (технологическому присоединению) к централизованным системам холодного водоснабжения без учета расходов на строительство составляют – 6 401 881,25 руб., в т.ч.:

- затраты на оплату труда и отчисления на социальные нужды – 5 539 298,25 руб.;

- транспортные расходы – 862 583,00 руб.;

2. Плановые расходы МУП «Водоканал» на прокладку сетей водоснабжения от точек подключения объектов капитального строительства до точки подключения водопроводных сетей к централизованным системам холодного водоснабжения на 2018 год составляют – 30 696 080,00 руб. (без учета налога на прибыль).

Госкомитетом рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка экономической обоснованности затрат.

Госкомитетом проведены следующие корректировки:

Величина планируемой подключаемой нагрузки Госкомитетом принята в размере 3 450,41 м3/сутки, исходя из анализа заключенных за 2016 год договоров на подключение к системам водоснабжения заявителей с величиной подключаемой нагрузки до 50 куб.м./сутки (2 026 заявителей).

1. Расчет ставки тарифа за подключаемую (технологически присоединяемую) нагрузку.

1.1. Затраты на оплату труда и отчисления на социальные нужды по предложению МУП «Водоканал» составляют – 5 539 298,25 руб.

Госкомитетом проанализированы должностные инструкции, представленные МУП «Водоканал». Исходя из анализа установлено, что отдельный персонал заявленный в расчет ставок платы, не задействован или частично задействован при осуществлении технологического присоединения. Кроме того, МУП «Водоканал» не представлен документ о порядке распределения расходов и доходов по всем видам регулируемой деятельности организации. Следовательно, Госкомитетом не может быть учтен весь заявленный фонд оплаты труда указанного персонала.

Госкомитетом общее количество персонала осуществляющего рассмотрение заявок на подключение, подготовку технических условий, и выезда на место подключения, проведение надзором за строительством принято по предложению организации (11 человек на водоснабжение и водоотведение согласно представленным должностным инструкциям и выписке из штатного расписания).

МУП «Водоканал» представлен расчет трудозатрат и фонда оплаты труда персонала, задействованного в подключении объектов к системам водоснабжения и водоотведения на общую сумму 7 184 563,23 руб. (5 539 298,25 руб. – фонд оплаты труда относимый на подключение к системе водоснабжения, 1 645 264,98 руб. –

фонд оплаты труда относимый на подключение к системе водоотведения). Обосновывающие документы по расчету трудозатрат и фонда заработной платы организацией не представлены.

Госкомитетом при учете фонда оплаты труда на 2018 год, принят фонд оплаты труда, учтенный на 2017 год, с учетом индекса потребительских цен в размере 104,0 %. Также Госкомитетом из фонда оплаты труда исключены затраты на оплату труда ведущего инженера (1 150,5 часов), инженера (291,5 часов), инженера 2 категории (214,5 часов) и заместителя начальника ПТО (1 563,5 часов) в размере - 942 042,32 руб., учтенные при установлении платы за подключение 93 объектов к системам водоснабжения и водоотведения в индивидуальном порядке за 2017 год. Следовательно, затраты на оплату труда составят – 5 286 523,34 руб.

Таким образом, Госкомитетом затраты на оплату труда, связанные с подключением к системе водоснабжения приняты в размере 3 594 835,87 руб., пропорционально общей подключаемой нагрузке заявителей (68 % - затраты по водоснабжению и 32 % затраты по водоотведению).

1.2. Транспортные расходы по предложению МУП «Водоканал» составляют – 862 583,00 руб.

МУП «Водоканал» представлен расчет транспортных расходов автомобиля на общую сумму – 1 118 785,00 руб. (в т.ч. 862 583,00 руб.– транспортные затраты относимые на подключение к системе водоснабжения, 256 202,00 руб. – транспортные затраты относимые на подключение к системе водоотведения).

Госкомитетом из общей суммы транспортных расходов исключены общеэксплуатационные и цеховые расходы в размере 335 596,00 руб., так как подтверждающие документы по учету данных затрат в составе платы за технологическое присоединение организацией не представлены. Также Госкомитетом из общей суммы транспортных расходов исключены транспортные расходы (736 часов) в размере 313 020,80 руб., учтенные при установлении платы за подключение 93 объектов к системам водоснабжения и водоотведения в индивидуальном порядке за 2017 год. Сумма транспортных расходов после корректировки Госкомитетом составит – 470 168,20 руб.

Таким образом, Госкомитетом транспортные расходы, связанные с подключением к системе водоснабжения приняты в размере 319 714,38 руб., пропорционально подключаемой общей нагрузке заявителей (68 % - затраты по водоснабжению и 32 % затраты по водоотведению).

1.3. МУП «Водоканал» письмом от 01.11.2017 №09-05/34405 представлен контракт между МУП «СТН» и МУП «Водоканал» на сумму 1 160 025,54 рублей на выполнение технического надзора по подключению к системам водоснабжения и водоотведения. Указанным контрактом предусмотрено ведение строительного контроля (технического надзора) за выполнением комплекса работ при

строительстве сетей водоснабжения и водоотведения, по приемке гидравлического испытания водопровода и пролива канализации, технологическому присоединению к централизованным системам водоснабжения и водоотведения, а также по проверке исполнительно-технической документации на подключаемых объектах.

Указанные расходы не могут быть учтены при расчете базовой ставки за нагрузку, так как выполнение данных мероприятий связано со строительством объектов водоснабжения и водоотведения.

Таким образом, расходы на выполнение мероприятий по подключению (технологическому присоединение), не включающим в себя строительство объектов водоснабжения, Госкомитетом приняты в сумме – 3 914 550,25 руб., в т.ч.:

- заработная плата и отчисления на социальные нужды – 3 594 835,87 руб.;
- транспортные расходы – 319 714,38 руб.

Таким образом, ставка тарифа за подключаемую (технологически присоединяемую) нагрузку при среднем планируемом количестве присоединений 2 026 ед. и общей подключаемой нагрузке 3 450,41 м3/сутки составит 1,1345 тыс.руб/м3 в сутки (по предложению организации – 2,7535 тыс.руб/м3 в сутки).

2. Расчет ставки тарифа за протяженность сети.

Госкомитетом был произведен анализ фактически исполненных договоров на подключение к системе водоснабжения за 2016 год. Согласно представленным техническим условиям, точки подключения объектов преимущественно расположены на существующих сетях МУП «Водоканал». Строительство сетей водоснабжения производится силами и за счет средств заявителя. Мероприятия по строительству трубопроводов со стороны МУП «Водоканал» в технических условиях не указаны. Из 2040 договоров на подключение, строительство сетей водоснабжения со стороны МУП «Водоканал» выполнено по 6 объектам (0,3 % договоров). Стоимость строительства трубопровода диаметром 63 мм составила 5 975,00 руб./п.м., диаметром 160 мм – 6 706,00 руб./п.м.

В целях обоснования стоимости строительства сетей на 2018 год МУП «Водоканал» представлены локальные сметные расчеты на прокладку 100 п.м. сетей водоснабжения по диаметрам: 32 мм, 63 мм, 110 мм, 160 мм, 225 мм, и 500 мм, а также сметы на проектные (изыскательские) работы.

Проектно-сметная документация по строительству объектов водоснабжения по каждому конкретному заявителю МУП «Водоканал» не представлена.

Трассировка сетей водоснабжения к представленным сметам не представлена, следовательно протяженность создаваемых сетей к каждому заявителю не обоснована.

Госкомитетом проанализированы локальные сметные расчеты по строительству сетей водоснабжения представленные МУП «Водоканал», а также

сметы по объектам-аналогам, аналогичных организаций водопроводно-канализационного хозяйства.

2.1. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 32 мм представлена смета. Сметная стоимость прокладки трубопровода протяженностью 100 метров составляет 1 248,487 тыс. руб. или 12 484,87 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС). Смета составлена некорректно.

Госкомитетом был произведен расчет земляных работ, в результате которого скорректирован объем земляных работ, вес перевозимого грунта, а также площадь на разборку и восстановление асфальтобетонного покрытия с 225 кв.м. до 60 кв.м.

Госкомитетом затраты на врезку в существующую сеть водоснабжения приняты согласно расценке ГЭСН 22-06-005-02 в размере 1 700,51 руб., так как представленная организацией калькуляция на врезку в размере 24 498,19 руб. определена не по правилам сметного нормирования.

Таким образом, Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 32 мм принята в размере 4 018, 20 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС).

2.2. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 40 мм представлена смета. Сметная стоимость прокладки трубопровода протяженностью 100 метров составляет 1 250,712 тыс. руб. или 12 507,12 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС). Смета составлена некорректно.

Госкомитетом был произведен расчет земляных работ, в результате которого скорректирован объем земляных работ, вес перевозимого грунта, а также площадь на разборку и восстановление асфальтобетонного покрытия с 225 кв.м. до 60 кв.м.

Госкомитетом затраты на врезку в существующую сеть водоснабжения приняты согласно расценке ГЭСН 22-06-005-02 в размере 1 700,51 руб., так как представленная организацией калькуляция на врезку в размере 45 643,57 руб. определена не по правилам сметного нормирования.

Таким образом, Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 40 мм принята в размере 4 042,91 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС).

2.3. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 63 мм представлена смета. Сметная стоимость прокладки трубопроводов протяженностью 100 метров составляет 1 267,300 тыс. руб. или 12 673,00 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС). Смета составлена некорректно.

Госкомитетом был произведен расчет земляных работ, в результате которого скорректирован объем земляных работ, вес перевозимого грунта, а также площадь на разборку и восстановление асфальтобетонного покрытия с 225 кв.м. до 60 кв.м.

Госкомитетом затраты на врезку в существующую сеть водоснабжения приняты согласно расценке ГЭСН 22-06-005-02 в размере 1 700,51 руб., так как

представленная организацией калькуляция на врезку в размере 45 643,57 руб. определена не по правилам сметного нормирования.

Таким образом, Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 63 мм принята в размере 603 054,24 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС).

2.4. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 110 мм представлена смета. Сметная стоимость прокладки трубопроводов протяженностью 100 метров составляет 1 395,592 тыс. руб. или 13 955,92 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС). Смета составлена некорректно.

Госкомитетом был произведен расчет земляных работ, в результате которого скорректирован объем земляных работ, вес перевозимого грунта, а также площадь на разборку и восстановление асфальтобетонного покрытия с 225 кв.м. до 60 кв.м.

Госкомитетом затраты на врезку в существующую сеть водоснабжения приняты согласно расценке ГЭСН 22-06-005-03 в размере 1982,30 руб., так как представленная организацией калькуляция на врезку в размере 53 351,46 руб. определена не по правилам сметного нормирования.

Таким образом, Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 110 мм принята в размере 7 988,75 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС).

2.5. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 160 мм представлена смета. Сметная стоимость прокладки трубопроводов протяженностью 100 метров составляет 1 557,917 тыс. руб. или 15 579,17 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС). Смета составлена некорректно.

Госкомитетом был произведен расчет земляных работ, в результате которого скорректирован объем земляных работ, вес перевозимого грунта, а также площадь на разборку и восстановление асфальтобетонного покрытия с 225 кв.м. до 60 кв.м.

Госкомитетом затраты на врезку в существующую сеть водоснабжения приняты согласно расценке ГЭСН 22-06-005-04 в размере 3 068,92 руб., так как представленная организацией калькуляция на врезку в размере 68 393,40 руб. определена не по правилам сметного нормирования.

Таким образом, Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 160 мм принята в размере 9 396,2047 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС).

2.6. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 225 мм представлена смета. Сметная стоимость прокладки трубопроводов протяженностью 100 метров составляет 1 840,026 тыс. руб. или 18 400,26 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС). Смета составлена некорректно.

Госкомитетом был произведен расчет земляных работ, в результате которого скорректирован объем земляных работ, вес перевозимого грунта, а также площадь

на разборку и восстановление асфальтобетонного покрытия с 225 кв.м. до 60 кв.м. Кроме того скорректирована протяженность создаваемого трубопровода со 190 м. до 100 м.

Госкомитетом затраты на врезку в существующую сеть водоснабжения приняты согласно расценке ГЭСН 22-06-005-05 в размере 4 049,34 руб., так как представленная организацией калькуляция на врезку в размере 83 714,09 руб. определена не по правилам сметного нормирования.

Таким образом, Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 225 мм принята в размере 10 714,85 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС).

2.7. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 500 мм представлена смета. Сметная стоимость прокладки трубопроводов протяженностью 100 метров составляет 2 999,948 тыс. руб. или 29 999,48 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС). Смета составлена некорректно.

Госкомитетом был произведен расчет земляных работ, в результате которого скорректирован объем земляных работ, вес перевозимого грунта, а также площадь на разборку и восстановление асфальтобетонного покрытия с 225 кв.м. до 60 кв.м. Кроме того из сметы исключены затраты на установку 2 задвижек диаметром 600 мм, так как обоснование по их устройству организацией не представлены.

Госкомитетом затраты на врезку в существующую сеть водоснабжения приняты согласно расценке ГЭСН 22-06-005-09 в размере 11 505,03 руб., так как представленная организацией калькуляция на врезку в размере 336 970,63 руб. определена не по правилам сметного нормирования.

Таким образом, Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 500 мм принята в размере 15 677,19 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС).

2.8. МУП «Водоканал» не представило сметы на прокладку трубопровода в диапазоне диаметров 70 – 100 мм. Госкомитетом стоимость прокладки трубопровода в указанном диапазоне принята аналогично стоимости строительства в диапазоне диаметров 100 – 150 мм.

Расходы на строительный контроль учтены в размере 2,14 % от стоимости строительно-монтажных работ в составе сметных расчетов.

Расходы на строительство сетей водоснабжения проиндексированы на 2018 год с применением дефлятора по разделу «Строительство» - 1,05.

Базовая ставка тарифа за протяженность водопроводной сети по предложению МУП «Водоканал» составила 19 651,78 тыс. руб./км. Организацией некорректно рассчитана базовая ставка тарифа за протяженность водопроводной сети, так как при расчете не учтены расходы по налогу на прибыль.

Таким образом, базовая ставка тарифа за протяженность водопроводной сети после корректировок, Госкомитетом принята в размере 13 818,01 тыс. руб./км. (с учетом налога на прибыль), рассчитанной исходя из НВВ 20 201,94 тыс. руб. и общей протяженности создаваемых сетей 1,46 км.

Таким образом, стоимость строительства сетей составит:

без учета НДС

Ставки тарифа	**Единица измерения**	**Предложение МУП «Водоканал»**	**Предложение Госкомитета**
Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку	тыс.руб./м3 в сут.	2,7535	1,1345
Базовая ставка тарифа на протяженность сетей, в т.ч.:	тыс. руб./км.	19 651,78	13 818,01
стоимость прокладки сети диаметром 40 мм и менее	тыс. руб./км.	*17 283,63*	*10 410,64*
стоимость прокладки сети диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*17 558,19*	*12 905,22*
стоимость прокладки сети диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно)	тыс. руб./км.	-	*15 358,01*
стоимость прокладки сети диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*19 284,75*	*15 358,01*
стоимость прокладки сети диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*20 449,90*	*17 147,55*
стоимость прокладки сети диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*23 274,00*	*18 796,45*
стоимость прокладки сети диаметром от 250 мм и более	тыс. руб./км.	-	-
стоимость прокладки сети диаметром 500 мм	тыс. руб./км.	*35 336,2*	*28 567,19*

Согласно формуле 3.1 Методических указаний, Госкомитетом рассчитан коэффициент дифференциации стоимости строительства сетей в зависимости от диаметров (k_d), как отношение стоимости прокладки сетей диаметром d к стоимости прокладки сетей диаметром 500 мм.

Таким образом, тарифы на подключение к централизованным системам холодного водоснабжения МУП «Водоканал» с подключаемой нагрузкой до 50 $м^3$/сутки составят:

№ п/п	**Наименование показателя**	**Единица измерения**	**Тарифы на подключение (без учета НДС)**
1.	Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку	тыс.руб./$м^3$ в сут.	1,1345
2.	Базовая ставка тарифа на протяженность сетей	тыс. руб./км.	13 818,01

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Тарифы на подключение (без учета НДС)
3.	Коэффициент дифференциации тарифа от диаметра сетей:		
3.1.	диаметром 40 мм и менее		0,36
3.2.	диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно)		0,45
3.3.	диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно)		0,54
3.4.	диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно)		0,54
3.5.	диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно)		0,60
3.6.	диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно)		0,66
3.7.	диаметром от 250 мм и более		-

Стоимость строительства сетей водоснабжения с учетом коэффициента дифференциации составит:

№ п/п	Диаметр трубопровода	Утверждены на 2017 год	Предложение на 2018 год	Отклонение, %
1.	Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку, тыс.руб./м3 в сут.	1,2230	1,1345	*92,8 %*
2.	Базовая ставка тарифа на протяженность сетей, руб./м.	18 068,21	13 818,01	*76,5 %*
2.1	*Сеть диаметром 40 мм и менее, руб./м.*	*5 059,10*	*4 974,49*	*98,8 %*
2.2	*Сеть диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно), руб./м.*	*7 588,65*	*6 218,11*	*81,9 %*
2.3	*Сеть диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно), руб./м.*	*7 588,65*	*7 461,73,*	*98,3 %*
2.4	*Сеть диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно), руб./м.*	*8 311,38*	*7 461,73*	*89,8 %*
2.5	*Сеть диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно), руб./м.*	*8 672,74*	*8 290,81*	*95,5 %*
2.6	*Сеть диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно), руб./м.*	*10 660,25*	*9 119,89*	*85,5 %*
2.7	*Сеть диаметром от 250 мм и более, руб./м.*	*11 744,34*	-	-

На основании вышеизложенного предлагается:

1. Установить тарифы на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе холодного водоснабжения МУП «Водоканал» на 2018 год согласно Приложению.

2. Тарифы, установленные в пункте 1, действуют с 1 января 2018 года по 31 декабря 2018 г.

3. МУП «Водоканал» обеспечить ведение раздельного учета доходов и расходов по регулируемым видам деятельности в соответствии с пунктом 18 «Основ ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения» утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.05.2013 № 406.

Приложение

Тарифы на подключение (технологическое присоединение)
к централизованной системе холодного водоснабжения
МУП «Водоканал»

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Тарифы на подключение (без учета НДС)
1.	Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку	тыс.руб./куб.м в сут.	1,1345
2.	Базовая ставка тарифа на протяженность сетей	тыс.руб./км	13 818,01
3.	Коэффициент дифференциации тарифа от диаметра сетей:		
3.1.	диаметром 40 мм и менее	-	0,36
3.2.	диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно)	-	0,45
3.3.	диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно)	-	0,54
3.4.	диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно)	-	0,54
3.5.	диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно)	-	0,60
3.6.	диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно)	-	0,66
3.7.	диаметром от 250 мм и более	-	-

Заключение
по вопросу расчета тарифов на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе водоотведения Муниципального унитарного предприятия города Казани «ВОДОКАНАЛ» на 2018 год

Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) рассмотрел обращение Муниципального унитарного предприятия города Казани «ВОДОКАНАЛ» (далее – МУП «Водоканал») по вопросу установления тарифов на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе водоотведения МУП «Водоканал» на 2018 год.

Почтовый адрес МУП «Водоканал» - 420015, Республика Татарстан, г.Казань, ул.Горького, д.34. Директор – Егоров Андрей Юрьевич.

Расчет тарифов на подключение (технологическое присоединение) к централизованным системам водоотведения выполнен в соответствии с Федеральным законом от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении», постановлением Правительства Российской Федерации от 13.05.2013 № 406 «О государственном регулировании тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения» (вместе с «Основами ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения», «Правилами регулирования тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения», «Правилами определения размера инвестированного капитала в сфере водоснабжения и водоотведения и порядка ведения его учета», «Правилами расчета нормы доходности инвестированного капитала в сфере водоснабжения и водоотведения»), постановлением Правительства Российской Федерации от 29.07.2013 N 644 «Об утверждении Правил холодного водоснабжения и водоотведения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», приказом ФСТ России от 27.12.2013 № 1746-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения», постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан от 22.04.2017 №239 «Об установлении величины подключаемой (присоединяемой) нагрузки объектов заявителей, при которой плата за подключение (технологическое присоединение) к централизованным системам водоснабжения и (или) водоотведения устанавливается в индивидуальном порядке».

Ответственность за достоверность данных несет организация.

Объем планируемой годовой мощности на 2018 год по предложению МУП «Водоканал» составляет – 689,41 $м^3$/сут.

Расчетная необходимая валовая выручка (далее – НВВ) по предложению МУП «Водоканал» составляет 69 704 366,98 руб., в т.ч.:

1. Плановые расходы МУП «Водоканал» на выполнение мероприятий по подключению (технологическому присоединению) к централизованным системам водоотведения без учета расходов на строительство составляют – 1 901 466,98 руб., в т.ч.:

- затраты на оплату труда и отчисления на социальные нужды – 1 645 264,98 руб.;

- транспортные расходы – 256 202,00 руб.;

2. Плановые расходы МУП «Водоканал» на прокладку сетей водоотведения от точек подключения объектов капитального строительства до точки подключения канализационных сетей к централизованным системам водоотведения на 2018 год составляют 67 802 900,00 руб. (без учета налога на прибыль).

Госкомитетом рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка Госкомитетом рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка экономической обоснованности затрат.

Госкомитетом проведены следующие корректировки:

Величина планируемой подключаемой нагрузки Госкомитетом принята в размере 1 621,58 м3/сутки, исходя из анализа заключенных за 2016 год договоров на подключение к системам водоотведения заявителей с величиной подключаемой нагрузки до 50 куб.м./сутки (612 заявителей).

1. Расчет ставки тарифа за подключаемую (технологически присоединяемую) нагрузку.

1.1. Затраты на оплату труда и отчисления на социальные нужды по предложению МУП «Водоканал» составляют – 5 539 298,25 руб.

Госкомитетом проанализированы должностные инструкции, представленные МУП «Водоканал». Исходя из анализа установлено, что отдельный персонал заявленный в расчет ставок платы, не задействован или частично задействован при осуществлении технологического присоединения. Кроме того, МУП «Водоканал» не представлен документ о порядке распределения расходов и доходов по всем видам регулируемой деятельности организации. Следовательно, Госкомитетом не может быть учтен весь заявленный фонд оплаты труда указанного персонала.

Госкомитетом общее количество персонала осуществляющего рассмотрение заявок на подключение, подготовку технических условий, и выезда на место подключения, проведение надзором за строительством принято по предложению организации (11 человек на водоснабжение и водоотведение согласно представленным должностным инструкциям и выписки из штатного расписания).

МУП «Водоканал» представлен расчет трудозатрат и фонда оплаты труда персонала, задействованного в подключении объектов к системам водоснабжения и

водоотведения на общую сумму 7 184 563,23 руб. (5 539 298,25 руб. – фонд оплаты труда относимый на подключение к системе водоснабжения, 1 645 264,98 руб. – фонд оплаты труда относимый на подключение к системе водоотведения). Обосновывающие документы по расчету фонда заработной платы организацией не представлены.

Госкомитетом при учете фонда оплаты труда на 2018 год, принят фонд оплаты труда, учтенный на 2017 год, с учетом индекса потребительских цен в размере 104,0 %. Также Госкомитетом из фонда оплаты труда исключены затраты на оплату труда ведущего инженера (1 150,5 часов), инженера (291,5 часов), инженера 2 категории (214,5 часов) и заместителя начальника ПТО (1 563,5 часов) в размере - 942 042,32 руб., учтенные при установлении платы за подключение 93 объектов к системам водоснабжения и водоотведения в индивидуальном порядке за 2017 год. Следовательно, затраты на оплату труда составят – 5 286 523,34 руб.

Таким образом, Госкомитетом затраты на оплату труда, связанные с подключением к системе водотведения приняты в размере 1 691 687,47 руб., пропорционально общей подключаемой нагрузке заявителей (68 % - затраты по водоснабжению и 32 % затраты по водоотведению).

1.2. Транспортные расходы по предложению МУП «Водоканал» составляют – 862 583,00 руб.

МУП «Водоканал» представлен расчет транспортных расходов автомобиля на общую сумму – 1 118 785,00 руб. (в т.ч. 862 583,00 руб.– транспортные затраты относимые на подключение к системе водоснабжения, 256 202,00 руб. – транспортные затраты относимые на подключение к системе водоотведения).

Госкомитетом из общей суммы транспортных расходов исключены общеэксплуатационные и цеховые расходы в размере 335 596,00 руб., так как подтверждающие документы по учету данных затрат в составе платы за технологическое присоединение организацией не представлены. Также Госкомитетом из общей суммы транспортных расходов исключены затраты на транспортные расходы (736 часов) в размере 313 020,80 руб., учтенные при установлении платы за подключение 93 объектов к системам водоснабжения и водоотведения в индивидуальном порядке за 2017 год. Сумма транспортных расходов после корректировки Госкомитетом составит – 470 168,20 руб.

Таким образом, Госкомитетом транспортные расходы, связанные с подключением к системе водоотведения приняты в размере 150 453,82 руб., пропорционально подключаемой общей нагрузке заявителей (68 % - затраты по водоснабжению и 32 % затраты по водоотведению).

1.3. МУП «Водоканал» письмом от 01.11.2017 №09-05/34405 представлен контракт между МУП «СТН» и МУП «Водоканал» на сумму 1 160 025,54 рублей на выполнение технического надзора по подключению к системам водоснабжения и

водоотведения. Указанным контрактом предусмотрено ведение строительного контроля (технического надзора) за выполнением комплекса работ при строительстве сетей водоснабжения и водоотведения, по приемке гидравлического испытания водопровода и пролива канализации, технологическому присоединению к централизованным системам водоснабжения и водоотведения, а также по проверке исполнительно-технической документации на подключаемых объектах.

Указанные расходы не могут быть учтены при расчете базовой ставки за нагрузку, так как выполнение данных мероприятий связано со строительством объектов водоснабжения и водоотведения.

Таким образом, расходы на выполнение мероприятий по подключению (технологическому присоединение), не включающим в себя строительство объектов водоотведения, Госкомитетом приняты в сумме – 1 842 141,29 руб., в т.ч.:

- заработная плата и отчисления на социальные нужды – 1 691 687,47 руб.;
- транспортные расходы – 150 453,82 руб.

Таким образом, ставка тарифа за подключаемую (технологически присоединяемую) нагрузку при среднем планируемом количестве присоединений 612 ед. и общей подключаемой нагрузке 1 621,58 м3/сутки составит 1,1360 тыс.руб/м3 в сутки (по предложению организации – 2,7581 тыс.руб/м3 в сутки).

2. Расчет ставки тарифа за протяженность сети.

Госкомитетом был произведен анализ фактически исполненных договоров на подключение к системе водоснабжения за 2016 год. Согласно представленным техническим условиям точки подключения объектов преимущественно расположены на существующих сетях МУП «Водоканал». Строительство сетей водоотведения производится силами и за счет средств заявителя. Мероприятия по строительству трубопроводов со стороны МУП «Водоканал» в технических условиях не указаны. Из 625 договоров на подключение, строительство сетей водоотведения со стороны МУП «Водоканал» выполнено по 5 объектам (0,8 % договоров). Стоимость строительства трубопровода диаметром 160 мм составила 6 401,00 руб./п.м., диаметром 225 мм – 7 441,00 руб./п.м.

В целях обоснования стоимости строительства сетей МУП «Водоканал» представлены локальные сметные расчеты на прокладку 100 п.м. сетей водоснабжения по диаметрам: 110 мм, 160 мм, 225 мм, 250 мм и 500 мм, а также сметы на проектные (изыскательские) работы.

Проектно-сметная документация по строительству объектов водоотведения по каждому конкретному заявителю МУП «Водоканал» не представлена.

Трассировка сетей водоотведения к представленным сметам не представлена, следовательно протяженность создаваемых сетей к каждому заявителю не обоснована.

Госкомитетом проанализированы локальные сметные расчеты по строительству сетей водоотведения представленные МУП «Водоканал», а также сметы по объектам-аналогам, аналогичных организаций водопроводно-канализационного хозяйства.

2.1. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 110 мм представлена смета. Сметная стоимость прокладки трубопровода протяженностью 100 метров составляет 1 737,687 тыс. руб. или 17 376,87 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС). Смета составлена некорректно.

Госкомитетом был произведен расчет земляных работ, в результате которого скорректирован объем земляных работ, вес перевозимого грунта, а также площадь на разборку и восстановление асфальтобетонного покрытия с 225 кв.м. до 60 кв.м.

Госкомитетом затраты на врезку в существующую сеть водоотведения приняты согласно расценке ГЭСН 23-04-008-01 в размере 7 103,40 руб., так как представленная организацией калькуляция на врезку в размере 31 238,71 руб. определена не по правилам сметного нормирования.

Таким образом, Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 110 мм принята в размере 5 342,38 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС).

2.2. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 160 мм представлена смета. Сметная стоимость прокладки трубопровода протяженностью 100 метров составляет 1 850,895 тыс. руб. или 18 508,95 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС). Смета составлена некорректно.

Госкомитетом был произведен расчет земляных работ, в результате которого скорректирован объем земляных работ, вес перевозимого грунта, а также площадь на разборку и восстановление асфальтобетонного покрытия с 225 кв.м. до 60 кв.м.

Госкомитетом затраты на врезку в существующую сеть водоотведения приняты согласно расценке ГЭСН 23-04-008-01 в размере 7 103,40 руб., так как представленная организацией калькуляция на врезку в размере 31 238,71 руб. определена не по правилам сметного нормирования.

Госкомитетом из сметы исключены затраты на устройство 1 колодца (по предложению организации – 3 шт.), так как обоснование по необходимости устройства 3 колодцев организацией не представлены.

Таким образом, Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 160 мм принята в размере 6 042,85 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС).

2.3. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 225 мм представлена смета. Сметная стоимость прокладки трубопровода протяженностью 100 метров составляет 1 864,858 тыс. руб. или 18 648,58 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС). Смета составлена некорректно.

Госкомитетом был произведен расчет земляных работ, в результате которого скорректирован объем земляных работ, вес перевозимого грунта, а также площадь на разборку и восстановление асфальтобетонного покрытия с 225 кв.м. до 60 кв.м.

Госкомитетом затраты на врезку в существующую сеть водоотведения приняты согласно расценке ГЭСН 23-04-008-01 в размере 7 103,40 руб., так как представленная организацией калькуляция на врезку в размере 31 238,71 руб. определена не по правилам сметного нормирования.

Таким образом, Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 225 мм принята в размере 7 436,93 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС).

2.4. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 250 мм представлена смета. Сметная стоимость прокладки трубопровода протяженностью 100 метров составляет 1 916,297 тыс. руб. или 19 162,97 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС). Смета составлена некорректно.

Госкомитетом был произведен расчет земляных работ, в результате которого скорректирован объем земляных работ, вес перевозимого грунта, а также площадь на разборку и восстановление асфальтобетонного покрытия с 225 кв.м. до 60 кв.м.

Госкомитетом затраты на врезку в существующую сеть водоотведения приняты согласно расценке ГЭСН 23-04-008-01 в размере 7 103,40 руб., так как представленная организацией калькуляция на врезку в размере 31 238,71 руб. определена не по правилам сметного нормирования.

Таким образом, Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 250 мм принята в размере 7 745,65 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС).

2.5. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 500 мм представлена смета. Сметная стоимость прокладки трубопровода протяженностью 100 метров составляет 2 319,271 тыс. руб. или 23 192,71 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС). Смета составлена некорректно.

Госкомитетом был произведен расчет земляных работ, в результате которого скорректирован объем земляных работ, вес перевозимого грунта, а также площадь на разборку и восстановление асфальтобетонного покрытия с 225 кв.м. до 60 кв.м.

Госкомитетом затраты на врезку в существующую сеть водоотведения приняты согласно расценке ГЭСН 23-04-008-01 в размере 7 103,40 руб., так как представленная организацией калькуляция на врезку в размере 31 238,71 руб. определена не по правилам сметного нормирования.

Таким образом, Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 500 мм принята в размере 13 572,89 руб./п.м. (без учета налога на прибыль и НДС).

Расходы на строительный контроль учтены в размере 2,14 % от стоимости строительно-монтажных работ в составе сметных расчетов.

Расходы на строительство сетей водоснабжения проиндексированы на 2018 год с применением дефлятора по разделу «Строительство» - 1,05.

Базовая ставка тарифа за протяженность сетей водоотведения по предложению МУП «Водоканал» составила 26 558,13 тыс. руб./км. (с учетом налога на прибыль). Организацией некорректно рассчитана базовая ставка тарифа за протяженность водопроводной сети, так как при расчете не учтены расходы по налогу на прибыль.

Таким образом, базовая ставка тарифа за протяженность сетей водоотведения после корректировок, Госкомитетом принята в размере 17 262,48 тыс. руб./км. (с учетом налога на прибыль), рассчитанной исходя из НВВ 77 577,15 тыс. руб. и общей протяженности создаваемых сетей 4,02 км.

Таким образом, стоимость строительства сетей составит:

без учета НДС

Ставки тарифа	**Единица измерения**	**Предложение МУП «Водоканал»**	**Предложение Госкомитета**
Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку	тыс.руб./м3 в сут.	2,7581	1,1360
Базовая ставка тарифа на протяженность сетей, в т.ч.:	тыс. руб./км.	26 558,13	17 262,48
стоимость прокладки сети диаметром 40 мм и менее	тыс. руб./км.	-	-
стоимость прокладки сети диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно)	тыс. руб./км.	-	-
стоимость прокладки сети диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно)	тыс. руб./км.	-	-
стоимость прокладки сети диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*25 017,40*	*15 986,48*
стоимость прокладки сети диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*25 256,45*	*16 778,70*
стоимость прокладки сети диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*26 194,08*	*18 758,46*
стоимость прокладки сети диаметром от 250 мм и более	тыс. руб./км.	-	-
стоимость прокладки сети диаметром 500 мм	тыс. руб./км.	*34 245,59*	*30 480,55*

Согласно формуле 3.1 Методических указаний, Госкомитетом рассчитан коэффициент дифференциации стоимости строительства сетей в зависимости от

диаметров (k_d), как отношение стоимости прокладки сетей диаметром d к стоимости прокладки сетей диаметром 500 мм.

Таким образом, тарифы на подключение к централизованным системам водоотведения МУП «Водоканал» с подключаемой нагрузкой до 50 м^3/сутки составят:

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Тарифы на подключение (без учета НДС)
1.	Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку	тыс.руб./м^3 в сут.	1,1360
2.	Базовая ставка тарифа на протяженность сетей	тыс. руб./км.	17 262,48
3.	Коэффициент дифференциации тарифа от диаметра сетей:		
3.1.	диаметром 40 мм и менее		-
3.2.	диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно)		-
3.3.	диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно)		-
3.4.	диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно)		0,52
3.5.	диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно)		0,55
3.6.	диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно)		0,62
3.7.	диаметром от 250 мм и более		-

Стоимость строительства сетей водоотведения с учетом коэффициента дифференциации составит:

№ п/п	Диаметр трубопровода	Утверждены на 2017 год	Предложение на 2018 год	Отклонение, %
1.	Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку, тыс.руб./м3 в сут.	1,3268	1,1360	*85,6 %*
2.	Базовая ставка тарифа на протяженность сетей, руб./м.	19 305,96	17 262,48	*89,4 %*
2.1	*Сеть диаметром 40 мм и менее, руб./м.*	-	-	-
2.2	*Сеть диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно), руб./м.*	-	-	-
2.3	*Сеть диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно), руб./м.*	-	-	-
2.4	*Сеть диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно), руб./м.*	*8 880,74*	*8 976,49*	*101,0 %*
2.5	*Сеть диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно), руб./м.*	*9 652,98*	*9 494,36*	*98,4 %*
2.6	*Сеть диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно), руб./м.*	*10 425,22*	*10 702,73*	*102,3 %*

№ п/п	Диаметр трубопровода	Утверждены на 2017 год	Предложение на 2018 год	Отклонение, %
2.7	*Сеть диаметром от 250 мм и более, руб./м.*	*11 197,46*	-	-

На основании вышеизложенного предлагается:

1. Установить тарифы на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе водоотведения МУП «Водоканал» на 2018 год согласно Приложению.

2. Тарифы, установленные в пункте 1, действуют с 1 января 2018 года по 31 декабря 2018 г.

3. МУП «Водоканал» обеспечить ведение раздельного учета доходов и расходов по регулируемым видам деятельности в соответствии с пунктом 18 «Основ ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения» утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.05.2013 № 406.

Приложение

Тарифы на подключение (технологическое присоединение)
к централизованной системе водоотведения
МУП «Водоканал»

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Тарифы на подключение (без учета НДС)
1.	Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку	тыс.руб./куб.м в сут.	1,1360
2.	Базовая ставка тарифа на протяженность сетей	тыс.руб./км	17 262,48
3.	Коэффициент дифференциации тарифа от диаметра сетей:		
3.1.	диаметром 40 мм и менее	-	-
3.2.	диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно)	-	-
3.3.	диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно)	-	-
3.4.	диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно)	-	0,52
3.5.	диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно)	-	0,55
3.6.	диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно)	-	0,62
3.7.	диаметром от 250 мм и более	-	-

Заключение
по вопросу расчета тарифов на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе холодного водоснабжения Общества с ограниченной ответственностью «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» на 2018 год

Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) рассмотрел обращение Общества с ограниченной ответственностью «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» (далее – ООО «Челныводоканал») по вопросу установления тарифов на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе холодного водоснабжения ООО «Челныводоканал» на 2018 год.

Почтовый адрес ООО «Челныводоканал» - 423810, Республика Татарстан, г.Набережные Челны, Хлебный проезд, д.27. Генеральный директор – Пузырьков Кирилл Юрьевич.

Расчет тарифов на подключение (технологическое присоединение) к централизованным системам водоснабжения выполнен в соответствии с Федеральным законом от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении», постановлением Правительства Российской Федерации от 13.05.2013 № 406 «О государственном регулировании тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения» (вместе с «Основами ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения», «Правилами регулирования тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения», «Правилами определения размера инвестированного капитала в сфере водоснабжения и водоотведения и порядка ведения его учета», «Правилами расчета нормы доходности инвестированного капитала в сфере водоснабжения и водоотведения»), постановлением Правительства Российской Федерации от 29.07.2013 N 644 «Об утверждении Правил холодного водоснабжения и водоотведения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», приказом ФСТ России от 27.12.2013 № 1746-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения», постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан от 22.04.2017 №239 «Об установлении величины подключаемой (присоединяемой) нагрузки объектов заявителей, при которой плата за подключение (технологическое присоединение) к централизованным системам водоснабжения и (или) водоотведения устанавливается в индивидуальном порядке» (далее – Постановление №239).

Ответственность за достоверность данных несет организация.

Объем планируемой годовой мощности на 2018 год ООО «Челныводоканал» просит принять на уровне заключенных договоров на подключение за 2016 год в размере 605,75 м^3/сутки.

Расчетная необходимая валовая выручка (далее – НВВ) по предложению ООО «Челныводоканал» составляет 17 826 922,00 руб., в т.ч.:

1. Плановые расходы ООО «Челныводоканал» на выполнение мероприятий по подключению (технологическому присоединению) к централизованным системам холодного водоснабжения без учета расходов на строительство составляют – 972 322,00 руб., в т.ч.:

- затраты на оплату труда – 746 733,00 руб.;
- отчисления на социальные нужды – 225 589,00 руб.

2. Плановые расходы ООО «Челныводоканал» на прокладку сетей водоснабжения от точек подключения объектов капитального строительства до точки подключения водопроводных сетей к централизованным системам холодного водоснабжения на 2018 г. составляют 16 854 600,00 руб., в т.ч. налог на прибыль - 3 370 920,00 руб.

Госкомитетом рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка экономической обоснованности затрат.

Госкомитетом проведены следующие корректировки:

Госкомитетом из объема планируемой годовой мощности на 2018 год исключены объекты с величиной подключаемой нагрузки более 50 куб.м./сутки, в соответствии с Постановлением №239. Таким образом скорректирован объем планируемой годовой мощности с 605,75 куб.м./сутки до 445,666 куб.м/сутки (233 заявителя).

1. Расчет ставки тарифа за подключаемую (технологически присоединяемую) нагрузку.

Затраты на оплату труда по предложению ООО «Челныводоканал» - 746 733,00 руб., в т.ч. отчисления на социальные нужды – 225 589,00 руб.:

№ п/п	Наименование должности	Кол-во чел.	Кол-во часов	Заработная плата за 1 час, руб.	Заработная плата всего, руб.
1	Начальник отдела СТП	1	978	212,07	207 400,00
2	Инженер 1 категории	1	978	155,87	152 437,00
3	Инженер 1 категории	1	978	155,87	152 437,00
4	Ведущий инженер по техническому надзору	1	978	170,48	166 731,00
	Оплата отпускных				67 728,00
	Всего:	**4**	**3 912,0**		**746 733,00**

Госкомитетом произведен расчет расходов на выполнение мероприятий по подключению исходя из калькуляции на 1 присоединение. Продолжительность выполнения работ по рассмотрению заявок на подключение, подготовке технических условий и выезда на место подключения принято из расчёта 8 часов на каждую заявку.

Таким образом, общая продолжительность работ по рассмотрению заявок на подключение, осуществлению подготовки технических условий, и выезда на место подключения, проведению надзором за строительством скорректирована с 3912 часов до 1 864 часов.

Затраты на оплату труда по расчету Госкомитета составят 355 795,99 руб.:

№ п/п	Наименование должности	Кол-во чел.	Кол-во часов	Заработная плата за 1 час, руб.	Заработная плата всего, руб.
1	Начальник отдела СТП	1	466	212,07	98 824,62
2	Инженер 1 категории	1	466	155,87	72 635,42
3	Инженер 1 категории	1	466	155,87	72 635,42
4	Ведущий инженер по техническому надзору	1	466	170,48	79 443,68
	Оплата отпускных				32 256,85
	Всего:	**4**	**1 864,0**		**355 795,99**

Отчисления на социальные нужды – 107 485,97 руб.

Таким образом, расходы на выполнение мероприятий по подключению (технологическому присоединение), не включающим в себя строительство объектов водоснабжения, Госкомитетом приняты в сумме 463 281,96 руб., в т.ч.:

- заработная плата – 355 795,99 руб.;
- отчисления на социальные нужды – 107 485,97 руб.

Таким образом, ставка тарифа за подключаемую (технологически присоединяемую) нагрузку при среднем планируемом количестве присоединений 233 ед. и общей подключаемой нагрузке 445,666 м3/сут. составит 1,0395 тыс.руб/м3 в сутки (по предложению организации – 1,6051 тыс.руб/м3 в сутки).

2. Расчет ставки тарифа за протяженность сети.

Согласно представленным техническим условиям точки подключения объектов преимущественно расположены на существующих сетях ООО «Челныводоканал». Строительство сетей водоснабжения производится силами и за счет средств заявителя.

Трассировка сетей водоснабжения по заявителям также не представлена, следовательно протяженность создаваемых сетей к каждому заявителю не обоснована.

В целях обоснования стоимости строительства сетей ООО «Челныводоканал» представлена сметная документация на прокладку сетей водоснабжения диаметром 32 мм, 63 мм, 90 мм, 110 мм, 160 мм, 225 мм, 250 мм и 500 мм.

Госкомитетом проанализированы локальные и сводные сметные расчеты по строительству сетей водоснабжения, акты выполненных работ, представленные ООО «Челныводоканал», а также сметы по объектам-аналогам, представленные для расчета платы по индивидуальным проектам.

2.1. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 32 мм представлен локальный ресурсный и сводный сметный расчет на строительство сетей водоснабжения. Сметная стоимость прокладки трубопроводов протяженностью 14 метров составляет 60,543 тыс. руб. или 4 324,50 руб./п.м. (без учета налога на прибыль).

Смета составлена корректно. Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 32 мм принята по предложению организации.

2.2. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 63 мм представлен локальный ресурсный и сводный сметный расчет на строительство сетей водоснабжения. Сметная стоимость прокладки трубопроводов протяженностью 40 метров составляет 243,998 тыс. руб. или 6 099,95 руб./п.м. (без учета налога на прибыль).

Смета составлена корректно. Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 63 мм принята по предложению организации.

2.3. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 90 мм представлен локальный ресурсный и сводный сметный расчет на строительство сетей водоснабжения. Сметная стоимость прокладки трубопроводов протяженностью 140 метров составляет 1 044,457 тыс. руб. или 7 460,41 руб./п.м. (без учета налога на прибыль).

Смета составлена корректно. Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 90 мм принята по предложению организации

2.4. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 110 мм представлен локальный ресурсный и сводный сметный расчет на строительство сетей водоснабжения. Сметная стоимость прокладки трубопроводов протяженностью 49 метров составляет 416,348 тыс. руб. или 8 496,90 руб./п.м. (без учета налога на прибыль).

Смета составлена корректно. Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 110 мм принята по предложению организации.

2.5. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 160 мм представлен локальный ресурсный и сводный сметный расчет на строительство сетей водоснабжения. Сметная стоимость прокладки трубопроводов протяженностью 113

метров составляет 1 045,253 тыс. руб. или 9 250,03 руб./п.м. (без учета налога на прибыль).

Смета составлена корректно. Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 160 мм принята по предложению организации.

2.6. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 225 мм представлен локальный ресурсный и сводный сметный расчет на строительство сетей водоснабжения. Сметная стоимость прокладки трубопроводов протяженностью 159 метров составляет 1 732,860 тыс. руб. или 10 898,49 руб./п.м. (без учета налога на прибыль).

Смета составлена корректно. Госкомитетом сметная стоимость прокладки трубопроводов диаметром 225 мм принята по предложению организации.

2.7. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 250 мм представлен локальный ресурсный и сводный сметный расчет на строительство сетей водоснабжения. Сметная стоимость прокладки трубопроводов протяженностью 168 метров составляет 1 849,527 тыс. руб. или 11 009,09 руб./п.м. (без учета налога на прибыль).

Смета составлена корректно. Госкомитетом сметная стоимость прокладки трубопроводов диаметром 250 мм принята по предложению организации.

2.8. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 500 представлен локальный ресурсный и сводный сметный расчет на строительство сетей водоснабжения. Сметная стоимость трубопровода протяженностью 908 метров составляет 12 271,70 тыс. руб. или 13 515,09 руб./п.м. (без учета налога на прибыль).

Смета составлена корректно. Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 500 мм принята по предложению организации.

2.9. Расходы на строительство сетей водоснабжения проиндексированы на 2018 год с применением дефлятора по разделу «Строительство» - 1,05.

2.10. Базовая ставка тарифа за протяженность водопроводной сети по предложению ООО «Челныводоканал» составила 11 996,00 тыс. руб./км. (с учетом налога на прибыль). Организацией при расчете базовой ставки тарифа на протяженность водопроводной сети ошибочно не учтена стоимость строительства трубопровода диаметром 250 мм протяженностью 10 м. Таким образом, расчет базовой ставки за протяженность водопроводной сети, предложенный ООО «Челныводоканал», некорректен.

Базовая ставка тарифа после корректировки Госкомитетом принята в размере 12 090,17 тыс. руб./км. (с учетом налога на прибыль), рассчитанной исходя из НВВ 16 986,69 тыс. руб. и общей протяженности создаваемых сетей 1,405 км.

Таким образом, стоимость строительства сетей составит:

без учета НДС

Ставки тарифа	Единица измерения	Предложение ООО «Челныводоканал»	Предложение Госкомитета
Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку	тыс.руб./м3 в сут.	1,605	1,0395
Базовая ставка тарифа на протяженность сетей, в т.ч.:	тыс. руб./км.	11 966,00	12 090,17
стоимость прокладки сети диаметром 40 мм и менее	тыс. руб./км.	*5 675,91*	*5 675,91*
стоимость прокладки сети диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*8 006,18*	*8 006,18*
стоимость прокладки сети диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*9 791,78*	*9 791,78*
стоимость прокладки сети диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*11 152,18*	*11 152,18*
стоимость прокладки сети диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*12 140,66*	*12 140,66*
стоимость прокладки сети диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*14 281,81*	*14 281,81*
стоимость прокладки сети диаметром от 250 мм и более	тыс. руб./км.	-	-
стоимость прокладки сети диаметром 500 мм	тыс. руб./км.	*16 892,90*	*16 892,90*

Согласно формуле 3.1 Методических указаний, Госкомитетом рассчитан коэффициент дифференциации стоимости строительства сетей в зависимости от диаметров (k_d), как отношение стоимости прокладки сетей диаметром d к стоимости прокладки сетей диаметром 500 мм.

Таким образом, тарифы на подключение к централизованным системам холодного водоснабжения ООО «Челныводоканал» с подключаемой нагрузкой до 50 $м^3$/сутки составят:

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Тарифы на подключение (без учета НДС)
1.	Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку	тыс.руб./$м^3$ в сут.	1,0395

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Тарифы на подключение (без учета НДС)
2.	Базовая ставка тарифа на протяженность сетей	тыс. руб./км.	12 090,17
3.	Коэффициент дифференциации тарифа от диаметра сетей:		
3.1.	диаметром 40 мм и менее		0,34
3.2.	диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно)		0,47
3.3.	диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно)		0,58
3.4.	диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно)		0,66
3.5.	диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно)		0,72
3.6.	диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно)		0,85
3.7.	диаметром от 250 мм и более		-

Стоимость строительства сетей водоснабжения с учетом коэффициента дифференциации составит:

№ п/п	Диаметр трубопровода	Утверждены на 2017 год	Предложение на 2018 год	Отклонение, %
1.	Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку, тыс.руб./м3 в сут.	1,1189	1,0395	*92,9 %*
2.	Базовая ставка тарифа на протяженность сетей, руб./м.	17 543,47	12 090,17	*68,9 %*
2.1	*Сеть диаметром 40 мм и менее, руб./м.*	*4 035,00*	*4 110,66*	*101,8 %*
2.2	*Сеть диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно), руб./м.*	*5 789,35*	*5 682,38*	*98,1 %*
2.3	*Сеть диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно), руб./м.*	*6 140,22*	*7 012,30*	*114,2 %*
2.4	*Сеть диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно), руб./м.*	*8 947,17*	*7 979,51*	*89,1 %*
2.5	*Сеть диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно), руб./м.*	*9 298,04*	*8 704,92*	*93,6 %*
2.6	*Сеть диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно), руб./м.*	*10 701,52*	*10 276,65*	*96,0 %*
2.7	*Сеть диаметром от 250 мм и более, руб./м.*	*10 701,52*	-	-

На основании вышеизложенного предлагается:

1. Установить тарифы на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе холодного водоснабжения ООО «Челныводоканал» на 2018 год согласно Приложению.

2. Тарифы, установленные в пункте 1, действуют с 1 января 2018 года по 31 декабря 2018 г.

3. ООО «Челныводоканал» обеспечить ведение раздельного учета доходов и расходов по регулируемым видам деятельности в соответствии с пунктом 18 «Основ ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения» утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.05.2013 № 406.

Приложение

Тарифы на подключение (технологическое присоединение)
к централизованной системе холодного водоснабжения
ООО «Челныводоканал»

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Тарифы на подключение (без учета НДС)
1.	Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку	тыс.руб./куб.м в сут.	1,0395
2.	Базовая ставка тарифа на протяженность сетей	тыс.руб./км	12 090,17
3.	Коэффициент дифференциации тарифа от диаметра сетей:		
3.1.	диаметром 40 мм и менее	-	0,34
3.2.	диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно)	-	0,47
3.3.	диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно)	-	0,58
3.4.	диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно)	-	0,66
3.5.	диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно)	-	0,72
3.6.	диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно)	-	0,85
3.7.	диаметром от 250 мм и более	-	-

Заключение
по вопросу расчета тарифов на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе водоотведения Общества с ограниченной ответственностью «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» на 2018 год

Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) рассмотрел обращение Общества с ограниченной ответственностью «ЧЕЛНЫВОДОКАНАЛ» (далее – ООО «Челныводоканал») по вопросу установления тарифов на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе водоотведения ООО «Челныводоканал» на 2018 год.

Почтовый адрес ООО «Челныводоканал» - 423810, Республика Татарстан, г.Набережные Челны, Хлебный проезд, д.27. Генеральный директор – Пузырьков Кирилл Юрьевич.

Расчет тарифов на подключение (технологическое присоединение) к централизованным системам водоотведения выполнен в соответствии с Федеральным законом от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении», постановлением Правительства Российской Федерации от 13.05.2013 № 406 «О государственном регулировании тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения» (вместе с «Основами ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения», «Правилами регулирования тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения», «Правилами определения размера инвестированного капитала в сфере водоснабжения и водоотведения и порядка ведения его учета», «Правилами расчета нормы доходности инвестированного капитала в сфере водоснабжения и водоотведения»), постановлением Правительства Российской Федерации от 29.07.2013 N 644 «Об утверждении Правил холодного водоснабжения и водоотведения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», приказом ФСТ России от 27.12.2013 № 1746-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения», постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан от 22.04.2017 №239 «Об установлении величины подключаемой (присоединяемой) нагрузки объектов заявителей, при которой плата за подключение (технологическое присоединение) к централизованным системам водоснабжения и (или) водоотведения устанавливается в индивидуальном порядке» (далее – Постановление №239).

Ответственность за достоверность данных несет организация.

Объем планируемой годовой мощности на 2018 год ООО «Челныводоканал» просит принять на уровне заключенных договоров на подключение за 2016 год в размере 374,29 м3/сутки.

Расчетная необходимая валовая выручка (далее – НВВ) по предложению ООО «Челныводоканал» составляет 12 548 119,50 руб., в т.ч.:

1. Плановые расходы ООО «Челныводоканал» на выполнение мероприятий по подключению (технологическому присоединению) к централизованным системам холодного водоснабжения без учета расходов на строительство составляют – 972 332,00 руб., в т.ч.:

- затраты на оплату труда – 746 733,00 руб.;
- отчисления на социальные нужды – 225 589,00 руб.

2. Плановые расходы ООО «Челныводоканал» на прокладку сетей водоотведения от точек подключения объектов капитального строительства до точки подключения канализационных сетей к централизованным системам водоотведения на 2018 г. составляют 11 575 787,50 руб. в т.ч. налог на прибыль – 2 315 157,50 руб.

Госкомитетом рассмотрены представленные расчеты и проведена оценка экономической обоснованности затрат.

Госкомитетом проведены следующие корректировки:

Госкомитетом из объема планируемой годовой мощности на 2018 год исключены объекты с величиной подключаемой нагрузки более 50 куб.м./сутки, в соответствии с Постановлением №239. Таким образом скорректирован объем планируемой годовой мощности с 374,29 куб.м./сутки до 305,79 куб.м/сутки (84 заявителя).

1. Расчет ставки тарифа за подключаемую (технологически присоединяемую) нагрузку.

Затраты на оплату труда по предложению ООО «Челныводоканал» - 746 733,00 руб., в т.ч. отчисления на социальные нужды – 225 589,00 руб.:

№ п/п	Наименование должности	Кол-во чел.	Кол-во часов	Заработная плата за 1 час, руб.	Заработная плата всего, руб.
1	Начальник отдела СТП	1	978	212,07	207 400,00
2	Инженер 1 категории	1	978	155,87	152 437,00
3	Инженер 1 категории	1	978	155,87	152 437,00
4	Ведущий инженер по техническому надзору	1	978	170,48	166 731,00
	Оплата отпускных				67 728,00
	Всего:	**4**	**3 912,0**		**746 733,00**

Госкомитетом произведен расчет расходов на выполнение мероприятий по подключению исходя из калькуляции на 1 присоединение. Продолжительность

выполнения работ по рассмотрению заявок на подключение, подготовке технических условий и выезда на место подключения принято из расчёта 8 часов на каждую заявку.

Таким образом, общая продолжительность работ по рассмотрению заявок на подключение, осуществлению подготовки технических условий, и выезда на место подключения, проведению надзором за строительством скорректирована с 3912 часов до 672 часов.

Затраты на оплату труда по расчету Госкомитета составят 128 269,80 руб.:

№ п/п	Наименование должности	Кол-во чел.	Кол-во часов	Заработная плата за 1 час, руб.	Заработная плата всего, руб.
1	Начальник отдела СТП	1	168	212,07	35 627,76
2	Инженер 1 категории	1	168	155,87	26 186,16
3	Инженер 1 категории	1	168	155,87	26 186,16
4	Ведущий инженер по техническому надзору	1	168	170,48	28 640,64
	Оплата отпускных				11 629,08
	Всего:	**4**	**672**		**128 269,80**

Отчисления на социальные нужды – 38 750,31 руб.

Таким образом, расходы на выполнение мероприятий по подключению (технологическому присоединение), не включающим в себя строительство объектов водоотведения, Госкомитетом приняты в сумме 167 020,11 руб., в т.ч.:

- заработная плата – 128 269,80 руб.;
- отчисления на социальные нужды – 38 750,31 руб.

Таким образом, ставка тарифа за подключаемую (технологически присоединяемую) нагрузку при среднем планируемом количестве присоединений 184 ед. и общей подключаемой нагрузке 305,79 м3/сут. составит 0,5462 тыс.руб/м3 в сутки (по предложению организации – 2,5977 тыс.руб/м3 в сутки).

2. Расчет ставки тарифа за протяженность сети.

Согласно представленным техническим условиям точки подключения объектов преимущественно расположены на существующих сетях ООО «Челныводоканал». Строительство сетей водоотведения производится силами и за счет средств заявителя.

Трассировка сетей водоотведения по заявителям также не представлена, следовательно протяженность создаваемых сетей к каждому заявителю не обоснована.

В целях обоснования стоимости строительства сетей ООО «Челныводоканал» представлена сметная документация на прокладку сетей водоотведения диаметром 110 мм, 160 мм, 225 мм, 250 мм и 500 мм.

Госкомитетом проанализированы локальные и сводные сметные расчеты, акты выполненных работ по строительству сетей водоотведения, представленные ООО «Челныводоканал», а также сметы по объектам-аналогам, представленные для расчета платы по индивидуальным проектам.

2.1. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 110 мм представлен локальный ресурсный и сводный сметный расчет на строительство сетей водоотведения. Сметная стоимость прокладки трубопроводов общей протяженностью 13 метров составляет 103,59 тыс. руб. или 7 968,46 руб./п.м. (без учета налога на прибыль).

Смета составлена корректно. Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 110 мм принята по предложению организации.

2.2. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 160 мм представлен локальный ресурсный и сводный сметный расчет на строительство сетей водоотведения. Сметная стоимость прокладки трубопроводов общей протяженностью 93 метров составляет 896,95 тыс. руб. или 9 644,62 руб./п.м. (без учета налога на прибыль).

Смета составлена корректно. Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 160 мм принята по предложению организации.

2.3. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 225 мм представлен локальный ресурсный и сводный сметный расчет на строительство сетей водоотведения. Сметная стоимость прокладки трубопроводов общей протяженностью 26 метров составляет 291,12 тыс. руб. или 11 196,92 руб./п.м. (без учета налога на прибыль).

Смета составлена корректно. Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 225 мм принята по предложению организации.

2.4. По стоимости прокладки трубопровода диаметром 250 мм представлен локальный ресурсный и сводный сметный расчет на строительство сетей водоотведения. Сметная стоимость прокладки трубопроводов общей протяженностью 255,4 метра составляет 3 458,20 тыс. руб. или 13 540,33 руб./п.м. (без учета налога на прибыль).

Смета составлена корректно. Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 250 мм принята по предложению организации.

2.5. По стоимости прокладки сетей водоотведения диаметром 500 мм представлен локальный ресурсный и сводный сметный расчет на строительство сетей водоотведения. Сметная стоимость прокладки трубопроводов общей

протяженностью 104 метра составляет 1 577,87 тыс. руб. или 15 171,83 руб./п.м. (без учета налога на прибыль).

Смета составлена корректно. Госкомитетом стоимость прокладки трубопроводов диаметром 500 мм принята по предложению организации.

2.6. Расходы на строительство сетей водоотведения проиндексированы на 2018 год с применением дефлятора по разделу «Строительство» - 1,05.

2.6. Базовая ставка тарифа за протяженность сетей водоотведения по предложению ООО «Челныводоканал» составила 13 748,00 тыс. руб./км. (с учетом налога на прибыль). Организацией при расчете базовой ставки тарифа на протяженность водопроводной сети стоимость строительства трубопровода диаметром 250 мм протяженностью 50 м некорректно учтена. Таким образом, расчет базовой ставки за протяженность канализвционной сети, предложенный ООО «Челныводоканал», некорректен.

Базовая ставка тарифа на протяженность после корректировки, Госкомитетом принята в размере 13 829,44 тыс. руб./км. (с учетом налога на прибыль), рассчитанной исходя из НВВ 11 644,39 тыс. руб. и общей протяженности создаваемых сетей 0,842 км.

Таким образом, стоимость строительства сетей составит:

без учета НДС

Ставки тарифа	**Единица измерения**	**Предложение ООО «Челныводоканал»**	**Предложение Госкомитета**
Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку	тыс.руб./м 3 в сут.	2,5977	0,5462
Базовая ставка тарифа на протяженность сетей, в т.ч.:	тыс. руб./км.	13 748,00	13 829,44
стоимость прокладки сети диаметром 40 мм и менее	тыс. руб./км.	-	-
стоимость прокладки сети диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно)	тыс. руб./км.	-	-
стоимость прокладки сети диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно)	тыс. руб./км.	-	-
стоимость прокладки сети диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*10 458,61*	*10 458,61*
стоимость прокладки сети диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*12 658,57*	*12 658,57*
стоимость прокладки сети диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно)	тыс. руб./км.	*15 032,47*	*15 032,47*
стоимость прокладки сети диаметром от 250 мм и более	тыс. руб./км.	-	-
стоимость прокладки сети диаметром 500	тыс.	*18 964,78*	*18 964,78*

Ставки тарифа	Единица измерения	Предложение ООО «Челныводоканал»	Предложение Госкомитета
мм	руб./км.		

Согласно формуле 3.1 Методических указаний, Госкомитетом рассчитан коэффициент дифференциации стоимости строительства сетей в зависимости от диаметров (k_d), как отношение стоимости прокладки сетей диаметром d к стоимости прокладки сетей диаметром 500 мм.

Таким образом, тарифы на подключение к централизованным системам водоотведения ООО «Челныводоканал» с подключаемой нагрузкой до 50 м^3/сутки составят:

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Тарифы на подключение (без учета НДС)
1.	Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку	тыс.руб./м^3 в сут.	0,5462
2.	Базовая ставка тарифа на протяженность сетей	тыс. руб./км.	13 829,44
3.	Коэффициент дифференциации тарифа от диаметра сетей:		
3.1.	диаметром 40 мм и менее		-
3.2.	диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно)		-
3.3.	диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно)		-
3.4.	диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно)		0,55
3.5.	диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно)		0,67
3.6.	диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно)		0,79
3.7.	диаметром от 250 мм и более		-

Стоимость строительства сетей водоотведения с учетом коэффициента дифференциации составит:

№ п/п	Диаметр трубопровода	Утверждены на 2017 год	Предложение на 2018 год	Отклонение, %
1.	Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку, тыс.руб./м3 в сут.	1,1461	0,5462	*47,6 %*
2.	Базовая ставка тарифа на протяженность сетей, руб./м.	19 231,91	13 829,44	*71,9 %*
2.1	*Сеть диаметром 40 мм и менее, руб./м.*	-	-	-
2.2	*Сеть диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно), руб./м.*	-	-	-
2.3	*Сеть диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно), руб./м.*	-	-	-
2.4	*Сеть диаметром от 100 мм до 150 мм*	*8 269,72*	*7 606,19*	*91,9 %*

№ п/п	Диаметр трубопровода	Утверждены на 2017 год	Предложение на 2018 год	Отклонение, %
	(включительно), руб./м.			
2.5	*Сеть диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно), руб./м.*	*9 039,00*	*9 265,73*	*102,5 %*
2.6	*Сеть диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно), руб./м.*	*10 962,19*	*10 925,26*	*99,6 %*
2.7	*Сеть диаметром от 250 мм и более, руб./м.*	*12 116,10*	-	-

На основании вышеизложенного предлагается:

1. Установить тарифы на подключение (технологическое присоединение) к централизованной системе водоотведения ООО «Челныводоканал» на 2018 год согласно Приложению.

2. Тарифы, установленные в пункте 1, действуют с 1 января 2018 года по 31 декабря 2018 г.

3. ООО «Челныводоканал» обеспечить ведение раздельного учета доходов и расходов по регулируемым видам деятельности в соответствии с пунктом 18 «Основ ценообразования в сфере водоснабжения и водоотведения» утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.05.2013 № 406.

Приложение

Тарифы на подключение (технологическое присоединение)
к централизованной системе водоотведения
ООО «Челныводоканал»

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Тарифы на подключение (без учета НДС)
1.	Базовая ставка тарифа на подключаемую нагрузку	тыс.руб./куб.м в сут.	0,5462
2.	Базовая ставка тарифа на протяженность сетей	тыс.руб./км	13 829,44
3.	Коэффициент дифференциации тарифа от диаметра сетей:		
3.1.	диаметром 40 мм и менее	-	-
3.2.	диаметром от 40 мм до 70 мм (включительно)	-	-
3.3.	диаметром от 70 мм до 100 мм (включительно)	-	-
3.4.	диаметром от 100 мм до 150 мм (включительно)	-	0,55
3.5.	диаметром от 150 мм до 200 мм (включительно)	-	0,67
3.6.	диаметром от 200 мм до 250 мм (включительно)	-	0,79
3.7.	диаметром от 250 мм и более	-	-

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ
к предложению о корректировке тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источником тепловой энергии **ООО «Нижнекамская ТЭЦ»** с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более, на 2018 год

тарифное дело **№ 29-3/тк**

Постановлением Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) от 27.11.2015 №5-36/тэ (в редакции постановления Госкомитета от 30.11.2016 №5-23/тэ) установлены тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источником тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ», на 2016-2018 годы.

руб. Гкал (без НДС)

Источник	Период	Вода	Отборный пар давлением свыше 13 кг/см^2	Острый и редуцированный пар
ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	с 01.01.2016 по 30.06.2016	487,00	665,00	725,00
	с 01.07.2016 по 31.12.2016	523,81	701,52	760,74
	с 01.01.2017 по 30.06.2017	506,00	679,00	731,00
	с 01.07.2017 по 31.12.2017	523,77	705,78	766,46
	с 01.01.2018 по 30.06.2018	516,08	699,15	760,15
	с 01.07.2018 по 31.12.2018	532,39	720,98	783,85

В соответствии с п. 52 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075, орган регулирования ежегодно осуществляет корректировку долгосрочного тарифа, ранее установленного на год, следующий за текущим годом, с учетом отклонения значений параметров регулирования деятельности регулируемой организации за истекший период регулирования от значений таких параметров, учтенных при расчете долгосрочных тарифов, за исключением долгосрочных параметров регулирования.

В Госкомитет обратилось ООО «Нижнекамская ТЭЦ» с заявлением корректировке тарифов на тепловую энергию, вырабатываемую источником тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» в режиме комбинированной выработки, на 2018 год (письмом от 27.04.2016 №101-06/1226, вх№ 2476 от 28.04.2016).

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» расположено по адресу: Республика Татарстан, г. Нижнекамск, промзона.

Директор ООО «Нижнекамская ТЭЦ» - Юмангулов Алексей Рашидович.

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» представило в Госкомитет расчеты по корректировке тарифов на тепловую энергию, производимую электрическими станциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2018 год.

Расчет тарифов ООО «Нижнекамская ТЭЦ» соответствует:

- Основам ценообразования в сфере теплоснабжения, Правилам регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075 (далее – Основы ценообразования №1075);

- Методическим указаниям по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 №760-э (далее – Методические указания).

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифов на тепловую энергию, производимую ООО «Нижнекамская ТЭЦ» в режиме комбинированной выработки, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность информации несет теплоснабжающая организация.

Организация применяет общепринятую систему налогообложения.

В соответствии с методикой формирования себестоимости, утвержденной приказом ООО «Нижнекамская ТЭЦ» от 31.12.2014 № 1281, расходы организации делятся между электрической и тепловой энергией пропорционально расходу условного топлива.

В представленном организацией предложении об установлении тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки, затраты распределяются на тепловую энергию по доле условного топлива на тепловую энергию – 72,9%.

Согласно расчету затрат на топливо на технологические цели, произведенному Госкомитетом на 2018 год, доля расхода условного топлива на тепловую энергию составила – 58,61%. Увеличение доли расхода условного топлива на тепловую энергию на 23,2% (доля в 2017 году – 47,57%) связано со снижением выработки станцией электрической энергии.

В расчете тарифов применялись индексы-дефляторы в соответствии с основными параметрами прогноза социально–экономического развития Российской Федерации на 2018 год и плановый период 2019 и 2020 годов (далее – Прогноз):

Наименование	Период	2018 год
Индекс цен на природный газ	с 1 июля	103,4
Индекс цен на мазут	с 1 января	103,2
Индекс потребительских цен	с 1 января	103,7

Приказом Госкомитета от 06.08.2015 № 211 утверждена инвестиционная программа ООО «Нижнекамская ТЭЦ» на 2016-2018 гг. с источниками финансирования (млн. руб.):

№№	Наименование объекта	год начала строительства	год окончания строительства	Полная стоимость строительства **	Остаточная стоимость строительства на 01.01.2016 г.	Плановый объем финансирования****
						2018 г.
				млн.рублей	млн.рублей	млн.рублей
1.1.	**Энергосбережение и повышение энергетической эффективности**			**429,8**	**412,0**	**234,4**
1.1.1	"Техническое перевооружение главного корпуса ООО «Нижнекамская ТЭЦ». Замена кровельного покрытия"	2014 г.	2020 г.	62,2	48,2	12,2
1.1.8	"Модернизация бойлерной установки БУ-180 с заменой трубных пучков, насосов НБС-1,2,3 с установкой перемычки теплосети"	2016 г.	2018 г.	73,0	73,0	33,3
1.1.10	"Техническое перевооружение оборудования в технологической схеме теплосети с заменой бака подпитки теплосети (БПТС) V=1000м3 ст. №2 "	2017 г.	2018 г.	8,3	8,3	7,6
1.1.12	"Открытое распределительное устройство 220кВ. Модернизация ячейки блока 2 ГТ с заменой измерительных трансформаторов и панелей защит блока - 1-ый пусковой комплекс, Модернизация ячейки блока 1 ГТ с заменой измерительных трансформаторов и панелей защит блока - 2-ой пусковой комплекс".	2011 г.	2019 г.	129,4	125,9	88,7
1.1.13	"Техническое перевооружение инженерных сетей. Трубопровод производственно-противопожарного и хозяйственно-питьевого водоснабжения"	2014 г.	2018 г.	7,7	7,4	7,4

1.1.14	"Техническое перевооружение к/а ТГМЕ-464 ст.№4 с заменой КПП 4 ступени"	2017 г.	2018 г.	30,4	30,4	29,6
1.1.15	"Реконструкция башенной градирни №2"	2017 г.	2018 г.	51,4	51,4	51,1
1.1.16	"Техническое перевооружение к/а ТГМЕ-464 ст.№2 с заменой КПП 3-4 ступеней"	2018 г.	2019 г.	60,4	60,4	1,5
1.1.17	Оборудование не требующее монтажа	2016 г.	2018 г.	7,0	7,0	3,0
…	**Итого по разделу энергосбережение и повышение энергетической эффективности**			**429,8**	**412,0**	**234,4**

В соответствии с п. 32 (и) Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075:

Объем незавершенных капительных вложений ООО «Нижнекамская ТЭЦ»:

тыс.руб.

	на 31.12.2015	на 31.12.2016
ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	182 731	195 169

По предложению ООО «Нижнекамская ТЭЦ» необходимая валовая выручка на 2018 год составила 3 819 854,72 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 45,4%. Средний тариф на тепловую энергию на 1 полугодие 2018 года составил 671,78 руб./Гкал, на 2 полугодие 2018 года – 1 267,58 руб./Гкал, с ростом к 1 полугодию 2017 года – на 88,7%. Смета затрат на производство тепловой энергии на 2018 год представлена в приложении 1.

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» для расчета тарифов на 2018 год полезный отпуск тепловой энергии принят в размере 3 965,24 тыс.Гкал на уровне утверждённого 2017 года.

В соответствии с п. 17 Методических указаний по расчету регулируемых тарифов в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 №760-э/2, объемы отпуска тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной генерирующий мощностью 25 МВт и более, определяются в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации.

Баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по Республике Татарстан на 2018 год утвержден приказом ФАС России от 26.10.2017 № 1433/17-ДСП.

Госкомитетом при расчете тарифов на тепловую энергию, производимую ООО «Нижнекамская ТЭЦ» в комбинированном режиме на 2018 год объем отпуска тепловой энергии принят в соответствии с утвержденным ФАС России Сводным прогнозным балансом:

Наименование источника	Объем отпуска тепловой энергии, тыс. Гкал			
	2017 год (утверждено)	утверждено в СПБ на 2018 г.	принято Госкомитетом на 2018 г.	*Отклонение, % , 2018 г. к 2017 г.*
ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	**3 965,24**	**3 477,22**	**3 477,22**	***87,69%***

В соответствии с п.49 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 №760-э, в целях корректировки долгосрочного тарифа орган регулирования ежегодно уточняет плановую необходимую валовую выручку на каждый год до конца долгосрочного периода регулирования с использованием уточненных значений прогнозных параметров регулирования.

1. Госкомитетом операционные (подконтрольные расходы) на 2018 год скорректированы с учетом определенного прогнозом социально-экономического развития индекса потребительских цен и составляют 255 359,35 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 2,7%.

№ п. п.	Наименование	ед.изм.	2017 год (утверждено)	2018 год (расчет ГКРТТ)
1	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)		4,7%	3,7%
2	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%	1%	1%
3	Индекс изменения количества активов (ИКА)		0	0
3.2	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч	1 580	1 580
4	Коэффициент эластичности затрат по росту активов ($К_{эл}$)		0,75	0,75
	Операционные (подконтрольные) расходы	**тыс.руб**	**248 735,52**	**255 359,35**

2. Неподконтрольные расходы определены Госкомитетом на 2018 год в размере 164 378,49 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 5,4%. Рост неподконтрольных расходов кроме всего прочего обусловлен увеличение доли расхода условного топлива на тепловую энергию на 23,2% (доля на тепловую энергию в 2018 год – 58,61%, на 2017 год – 47,57%). Причины увеличения доли распределения затрат на тепловую энергию отражены на стр.2 настоящего заключения.

Неподконтрольные расходы включают в себя:

2.1. расходы по статье «Плата за предельно допустимые выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду» заявлены организацией в размере 1 729,60 тыс. руб., рост к утвержденному 2017 году – на 213,43%.

Госкомитетом затраты приняты в соответствии с фактической оплатой выбросов, рассчитанной по квитанциям за 2016 год, а также с учетом предусмотренного законодательством роста ставок платы на 2018 год. Согласно постановлению Правительства РФ № 913 от 13.09.2016 в 2018 году предусмотрено увеличение ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду относительно 2016 года – на 4,3%.

Госкомитетом плата за негативное воздействие на окружающую среду определена на уровне 617,14 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 11,8%.

2.2. расходы на страхование заявлены организацией в размере 2 572,70 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2016 года – на 1127,95%.

Организацией представленные действующие договоры страхования, заключенные с ЗАО СК «Чулпан» на добровольное медицинское страхование работников, добровольное коллективное страхование от несчастных случаев, обязательное страхование гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном месте, а также договор на страхование расходов по ликвидации чрезвычайных ситуаций и аварий, заключенный с САО «ВСК».

Госкомитетом в соответствии с п.44 ППРФ от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» приняты затраты на обязательное страхование производственных объектов в соответствии с действующими договорами страхования и исключены затраты на добровольное медицинское страхование. Таким образом, расходы на страхование приняты Госкомитетом в размере 240,26 тыс. руб., с ростом к уровню 2017 года – на 14,7%.

2.3. расходы на оплату налога на имущество заявлены организацией в размере 115 419,95 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 583,83%.

При расчете налога на имущество ожидаемый ввод оборудования в 2018 году Госкомитетом не учитывался, налог на имущество принят в размере 20 458,31 тыс.руб., к утвержденному уровню 2017 года – 21,2%.

2.4. расходы на уплату земельного налога заявлены организацией в размере 17 569,04 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 83,11%.

Госкомитетом налог на землю принят в сумме 11 958,85 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 24,6%.

2.5. расходы на уплату транспортного налога заявлены организацией в размере 1,31 тыс. руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года - на 61,8%.

Госкомитетом транспортный налог рассчитан в размере 0,99 тыс.руб., с ростом к 2017 году – на 23,1%.

2.6. отчисления на социальные нужды заявлены организацией в размере 30,12% от фонда оплаты труда – 87 553,61 тыс.руб., рост к утвержденному уровню 2017 года – на 186,2%.

Госкомитетом отчисления на социальные нужды приняты в размере 28,72% от фонда оплаты труда с учетом фактических затрат за 2016 год и составили 31 757,23 тыс.руб., рост к утвержденному уровню 2017 года – на 3,8%.

Справочно: отчисления на социальные нужды в 2016 году составили – 28,72%.

2.7. расходы на амортизацию заявлены организацией на 2018 год в размере 245 025,18 тыс.руб., рост на 212,2% к утвержденному уровню 2017 года.

Госкомитетом расходы на амортизацию приняты исходя из фактически сложившейся стоимости основных средств в 2016 году с учетом стоимости введенных основных средств в 2017 году (подтвержденных актами ввода) и без

учета стоимости прогнозируемых вводов на 2018 год (на основании письма ФСТ России от 15.07.2013 № ЕП – 6968/12). Распределение расходов на тепловую энергию произведено пропорционально доле расхода условного топлива на производство тепловой энергии.

Таким образом, амортизационные отчисления на 2018 год определены в размере 94 099,71 тыс. руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 19,9%.

2.8. организацией заявлены выпадающие доходы, связанные с превышением планового объема полезного отпуска тепловой энергии над фактическим полезным отпуском, в размере 129 301,28 тыс.руб.

На 2018 год предусмотрена корректировка необходимой валовой выручки с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов на 2016 год. Выпадающие расходы, связанные с превышением планового отпуска тепловой энергии над фактическим отпуском за 2016 год, учитываются в корректировке необходимой валовой выручки на 2018 год.

2.9. Организацией заявлены расходы на уплату процентов по кредитам на пополнение оборотных средств в следствие планируемого убытка от реализации тепловой энергии на сумму 10 538,37 тыс.руб. В соответствии с действующим законодательством отклонение фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов на 2018 год, будет учтено при корректировке необходимой валовой выручки на 2020 год.

2.10. Организацией заявлены расходы по сомнительным долгам в размере 62 502,79 тыс.руб. В соответствии с п. 47 Основ ценообразования №1075 расходы по сомнительным долгам определяются в отношении единой теплоснабжающей организации в размере фактической дебиторской задолженности населения, но не более 2% от необходимой валовой выручки, относимой на население.

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» единой теплоснабжающей организацией не является и не оказывает услуги по поставке тепловой энергии населению.

Таким образом, Госкомитетом расходы по сомнительным долгам не учитываются в необходимой валовой выручке организации.

2.11. налог на прибыль на 2018 год заявлен компанией в сумме 8 250,11 тыс. руб. Налог на прибыль рассчитан Госкомитетом на 2018 год в размере 5 245,99 тыс. руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 21%.

3. Расходы на приобретение энергетических ресурсов на 2018 год приняты Госкомитетом в размере 1 974 979,13 тыс.руб., со снижением к утвержденному уровню 2017 года – на 10,5%, и включают в себя:

3.1. затраты на топливо на технологические цели на 2018 год заявлены компанией в сумме 2 409 454,91 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2016 года – на 10%.

Затраты на топливо определены исходя из удельного расхода топлива на производство 1 Гкал тепловой энергии, плановой (расчетной) цены на топливо

с учетом затрат на его транспортировку и поставку, расчетного объема отпуска тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии.

В соответствии с действующим законодательством одним из долгосрочных параметров регулирования, которые в течение долгосрочного периода не пересматриваются, является норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии.

При этом в соответствии с Правилами определения плановых и расчета фактических показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 16.05.2014 №452, в случае, если для теплоснабжающей организации устанавливаются долгосрочные тарифы, показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения (норматив удельного расхода топлива) устанавливаются на срок действия инвестиционной программы, концессионного соглашения и (или) на срок действия долгосрочных тарифов.

Организацией перед началом долгосрочного периода регулирования утвержденные Минэнерго России нормативные удельные расходы топлива на тепловую энергию представлены не были.

Согласно п.5 Правил распределения удельного расхода топлива на очередной расчетный период регулирования, утвержденных постановлением Правительства от 22.10.2012 № 1075, в случае если нормативы удельного расхода условного топлива на очередной период регулирования не утверждены, нормативы удельного расхода топлива принимаются как минимальные значения из среднегодовых фактических удельных расходов условного топлива при производстве тепловой энергии за 3 предшествующих периода и утвержденных на предшествующий период регулирования.

Таким образом, при установлении тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки, на 2016-2018 гг. ***Госкомитетом долгосрочный параметр регулирования - удельный расход топлива на производство тепловой энергии - на каждый год долгосрочного периода регулирования установлен на уровне удельного расхода топлива, принятого Госкомитетом при расчете затрат на топливо на 2015 год (минимальное значение из фактических нормативов 2012-2014 годов и утвержденных на 2015 год).***

Наименование организации	Нормативы удельного расхода топлива на 2018 год	
	На отпущенную э/э, кг у.т./кВт*ч	На отпущенную т/э, кг у.т./Гкал
ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	314,6	136,8

Госкомитетом цена мазута на 2018 год принята на уровне фактически сложившейся цены за 9 месяцев 2017 года с учетом индексов, предусмотренных Прогнозом.

Оптовая цена на газ принята на 1 полугодие 2018 года в соответствии с приказом ФАС России от 13.06.2017 №776/17 в размере 4 005 руб./тыс. куб.м., с 1 июля 2018 года – с ростом на 3,4% согласно Прогнозу.

Тариф на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям ООО «Газпром трансгаз Казань» принят на 1 полугодие 2018 года в размере 494,75 руб./тыс. куб.м., с 1 июля 2018 года – с ростом 3,4% по Прогнозу.

Специальная надбавка на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям ООО «Газпром трансгаз Казань» принята на 1 полугодие 2018 года в размере 44,17 руб./тыс. куб.м. в соответствии с постановлением Госкомитета от 12.12.2017 №4-3/г., на 2 полугодие 2018 года – 59,34 руб/ тыс. куб.м., с ростом 34,3%.

Плата за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям газа, принята на 1 полугодие 2018 года в размере 41,96 руб./тыс. куб.м., с 1 июля 2018 года – с ростом на 3,4% согласно Прогнозу.

Таким образом, Госкомитетом расходы на топливо учтены в размере 1 955 245,43 тыс.руб., со снижением к утвержденному уровню 2017 года – на 10,7%. Снижение обусловлено планируемым на 2018 год снижением отпуска тепловой энергии относительно утвержденного на 2017 год. Подробный расчет затрат на топливо приведен в приложении 2.

3.2. Расходы на холодную воду заявлены организацией на 2018 год в размере 8 253,95 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 55,4%.

Организацией представлен расчет необходимого количества холодной воды с разбивкой по цехам и направлениям использования технологической воды, производственные показатели на 2018 год.

Госкомитетом объем необходимого количества технологической воды определен на основании представленного расчета, без учета объема воды на конденсационные турбины К-110, относимого на электрическую энергию, объема воды, необходимого для производства теплоносителя, а также без учета объема воды на полив в теплице.

Постановлением Госкомитета от 30.11.2015 №10-35/кс установлены долгосрочные тарифы на техническую воду для ОАО «Танеко», осуществляющего холодное водоснабжение. Госкомитетом скорректированы тарифы на 2018 год и составляют на 1 полугодие 2018 года 10,34 руб. $м^3$, на второе полугодие 2018 года – 10,35 руб. $м^3$, с ростом на 0,1%.

Расходы на холодную воду, необходимую для производства тепловой энергии, на 2018 год определены в размере 6 435,84 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 21,1%. Рост обусловлен увеличением доли распределения затрат на тепловую энергию.

3.3. расходы на теплоноситель заявлены организацией на 2018 год в размере 14 359,86 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 49,4%.

Госкомитетом расходы на теплоноситель определены исходя из объема теплоносителя расходуемого на производство тепловой энергии и тарифов на

теплоноситель в виде пара, рассчитанных Госкомитетом. По расчетам Госкомитета тариф на теплоноситель в виде пара на 1 полугодие 2018 года составил – 51,94 руб./куб. м., на 2 полугодие 2018 года – 57,49 руб/ куб.м.

Госкомитетом расходы на теплоноситель определены в размере 13 297,87 тыс.руб., с ростом к 2017 году на 38,4%. Рост затрат на теплоноситель обусловлен увеличением доли распределения затрат на тепловую энергию на 23,2%, а так же ростом тарифов на теплоноситель в виде пара с июля 2018 года на 11,1% (снижение объемов выработки теплоносителя в виде пара на 14%).

4. Расходы из прибыли заявлены организацией в размере 33 000,42 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 90,3%. Госкомитетом расходы из прибыли определены в размере 20 983,98 тыс. руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 21%. Рост обусловлен увеличением доли распределения затрат на тепловую энергию (на 23,2%). Данные затраты включают в себя:

4.1. Денежные выплаты социального характера заявлены организацией в размере 10 767,52 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 249,9%. Госкомитетом не учтены расходы на социальные нужды, связанные с проведением новогодних елок, приобретением путевок в санатории, в дома отдыха, затраты на содержание профсоюза, а также иные необязательные выплаты. Расходы распределены между электрической и тепловой энергией пропорционально доле расхода условного топлива.

Госкомитетом денежные выплаты социального характера определены в размере 3 108,51 тыс.руб., с ростом к уровню 2017 года – на 9,7%.

4.2. Прочие расходы заявлены организацией в размере 22 232,90 тыс.руб., с ростом к уровню 2017 года – на 53,3%. Госкомитетом прочие расходы приняты в размере 17 875,46 тыс.руб., с ростом к уровню 2017 года – на 23,2%.

5. Организацией заявлена расчетная предпринимательская прибыль на 2018 год в размере 54 454,66 тыс.руб.

В целях ограничения роста платы граждан за коммунальные услуги на 2018 год Госкомитетом было принято решение о не включении расчетной предпринимательской прибыли при расчете тарифов на тепловую энергию на 2018 год.

В соответствии с п. 51 Методических указаний необходимая валовая выручка, принимаемая к расчету при установлении тарифов на очередной год долгосрочного периода регулирования, определяется с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов по формуле.

Размер корректировки необходимой валовой выручки 2018 года, учитывающий отклонение фактических значений параметров расчета тарифов на 2016 год от параметров, принятых при установлении тарифов, определяется как разница между фактической (расчетной) необходимой валовой выручкой 2016 года и товарной выручкой от реализации услуг за указанный период.

Госкомитетом величина корректировки необходимой валовой выручки 2018 года определена в размере «-927,20 тыс.руб».

При этом, в связи с тем, что в соответствии с требованиями действующего законодательства тарифы первого полугодия 2018 года устанавливаются на уровне, не превышающем уровень тарифов второго полугодия 2017 года, величина корректировки, рассчитанная исходя из годовых показателей 2016 года, в полном объеме будет отнесена на второе полугодие 2018 года.

Госкомитетом было принято решение об отнесении на 2 полугодие 2018 года части корректировки необходимой валовой выручки пропорционально отпуску тепловой энергии, определенному на 2 полугодие 2018 года. Недополученная величина корректировки 2018 года (приходящаяся на 1 полугодие) будет получена организацией в 1 полугодии 2019 года (при установлении тарифов 1 полугодия 2019 года на уровне тарифов 2 полугодия 2018 года).

Таким образом, Госкомитетом величина корректировки необходимой валовой выручки, принимаемая к расчету при установлении тарифов на тепловую энергию на 2018 год, определена в размере «-440,39 тыс.руб».

Таким образом, величина скорректированной **необходимой валовой выручки определена Госкомитетом на 2018 год в размере 2 415 260,56 тыс.руб**., снижение относительно утвержденного уровня 2017 года – на 8%.

тыс.руб.

№ п/п	Наименование расхода	2017 год (утверждено)	2018 год (расчет ГКРТТ)	*Отклонение,%*
1	Операционные (подконтрольные) расходы	248 735,52	255 359,35	*102,66%*
2	Неподконтрольные расходы	155 888,76	164 378,49	*105,45%*
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	2 205 597,62	1 974 979,13	*89,54%*
4	Прибыль	17 341,92	20 983,98	*121,00%*
5	Расчетная предпринимательская прибыль	0,00	0,00	
6	Корректировка на 2018 год	0,00	-440,39	
5	**ИТОГО необходимая валовая выручка**	**2 627 563,83**	**2 415 260,56**	***91,92%***

Таким образом, средний тариф на производство тепловой энергии на 2018 год составит 694,60 руб./Гкал, с ростом к среднему тарифу, утвержденному на 2017 год – на 4,8%, в том числе на 1 полугодие 2018 года – 670,55 руб./Гкал, на 2 полугодие 2018 года – 721,17 руб./Гкал, с ростом к 1 полугодию 2018 года – на 7,6%.

В соответствии с п.2 ст. 8 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» **тарифы на тепловую энергию** (мощность), производимую и (или) поставляемую с использованием теплоносителя **в виде**

пара теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям, **с 1 января 2018 года не подлежат регулированию и определяются соглашением сторон договора теплоснабжения** (за исключением случаев, предусмотренных п. 2.2. ст. 8 настоящего Федерального закона, а именно наличие потребителей тепловой энергии объемом менее 50 тыс.Гкал).

На основании вышеизложенного, ввиду отсутствия у ООО «Нижнекамская ТЭЦ» потребителей тепловой энергии объемом менее 50 тыс.Гкал, Госкомитетом на 2018 год для ООО «Нижнекамская ТЭЦ» будут утверждены **тарифы на тепловую энергию в горячей воде.**

В соответствии с п.15 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075, тарифы на тепловую энергию устанавливаются с календарной разбивкой по полугодиям исходя из непревышения величины указанных тарифов в первом полугодии очередного расчетного годового периода регулирования над величиной соответствующих тарифов во втором полугодии предшествующего годового периода регулирования по состоянию на 31 декабря.

На основании изложенного, Госкомитетом **предлагается:**

Утвердить тарифы на тепловую энергию (в горячей воде), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источником тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ» с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более, на 2018 год в следующих размерах (без НДС):

ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	Тариф на тепловую энергию					
	горячая вода	отборный пар давлением:				острый и редуцированный пар
		от 1,2 до 2,5 кгс/см2	от 2,5 до 7,0 кгс/см2	от 7,0 до 13,0 кгс/см2	свыше 13 кгс/см2	
Тариф с 01.01.2018 – 30.06.2018 гг.						
Одноставочный, руб./Гкал	523,77	-	-	-	-	-
Отклонение тарифа 1 п/г к тарифу, действующему на 31.12.2017 ,%	*100,00%*	-	-	-	-	-
Тариф с 01.07.2018 – 31.12.2018 гг.						
Одноставочный, руб./Гкал	560,73	-	-	-	-	-
Отклонение тарифа 2 п/г к 1 п/г,%	*107,1%*	-	-	-	-	-

Заместитель начальника отдела регулирования тарифов на тепловую энергию в комбинированной выработке А.С. Биктимирова

Приложение 1

Смета расходов на производство тепловой энергии, производимой ООО «Нижнекамская ТЭЦ» в режиме комбинированной выработки на 2018 год

№ п/п	Показатели	2016 год (факт)	2017 год (утверждено)	2018 год (расчет НкТЭЦ)	*Отклонение 2018 к 2017,%*	2018 год (расчет ГКРТТ)	*Отклонение 2018 к 2017,%*
I.	Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	2 061 567,78	2 589 800,99	3 521 162,01	*136,0%*	2 388 606,49	*92,2%*
	- расходы на сырье и материалы	14 536,49	8 608,26	8 863,06	*103,0%*	8 837,50	*102,7%*
	- расходы на топливо	1 586 493,24	2 190 673,68	2 409 454,91	*110,0%*	1 955 245,43	*89,3%*
	- расходы на холодную воду	10 247,65	5 312,50	8 253,95	*155,4%*	6 435,84	*121,1%*
	- расходы на теплоноситель	16 630,12	9 611,44	14 359,86	*149,4%*	13 297,87	*138,4%*
	- амортизация основных средств и нематериальных активов	66 015,85	78 487,29	245 025,18	*312,2%*	94 099,71	*119,9%*
	- оплата труда	132 422,37	107 702,49	290 682,64	*269,9%*	110 570,60	*102,7%*
	численность	*200,00*	*220,00*	*355,91*	*161,8%*	220,00	*100,0%*
	средняя зарплата	*55 175,99*	*40 796,40*	*68 060,13*	*166,8%*	41 882,80	*102,7%*
	- отчисления на социальные нужды	38 033,33	30 587,51	87 553,61	*286,2%*	31 757,23	*103,8%*
	% отчислений	*28,72%*	*28,40%*	*30,12%*	*106,1%*	*28,72%*	*101,1%*
	- ремонт основных средств, выполняемый подрядным способом	112 991,14	58 649,83	244 584,51	*417,0%*	60 211,67	*102,7%*
	- расходы на выполнение работ и услуг производственного характера	3 066,79	3 580,91	3 686,91	*103,0%*	3 676,27	*102,7%*
	- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам	51 214,31	67 360,91	69 354,79	*103,0%*	69 154,73	*102,7%*
	- плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду	417,72	551,83	1 729,60	*313,4%*	617,14	*111,8%*
	- расходы на служебные командировки	247,22	303,14	312,11	*103,0%*	311,21	*102,7%*

	- расходы на обучение персонала	1 080,24	1 687,92	1 737,88	*103,0%*	1 732,87	*102,7%*
	- расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль	1 326,20	209,51	2 572,70	*1227,9%*	240,26	*114,7%*
	- другие расходы (налоги):	26 845,10	26 473,77	132 990,29	*502,3%*	32 418,16	*122,5%*
	- налог на имущество организаций	19 586,01	16 878,42	115 419,95	*683,8%*	20 458,31	*121,2%*
	- земельный налог	7 258,38	9 594,54	17 569,04	*183,1%*	11 958,85	*124,6%*
	- транспортный налог	0,72	0,81	1,30	*161,8%*	0,99	*123,1%*
II.	Внереализационные расходы, всего	3 352,65	842,07	73 686,24	*8750,6%*	866,99	*103,0%*
	- расходы по сомнительным долгам	0,00	0,00	62 502,79		0,00	
	- другие обоснованные расходы, в том числе	314,27	842,07	11 183,45	*1328,1%*	866,99	*103,0%*
	- расходы на услуги банков	314,27	842,07	645,08	*76,6%*	866,99	*103,0%*
	- расходы на обслуживание заемных средств	0,00	0,00	10 538,37		0,00	
III.	Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	36 069,66	17 341,92	33 000,42	*190,3%*	20 983,98	*121,0%*
	- денежные выплаты социального характера	13 600,66	2 834,02	10 767,52	*379,9%*	3 108,51	*109,7%*
	- прочие расходы	22 469,00	14 507,90	22 232,90	*153,2%*	17 875,46	*123,2%*
IV.	Налог на прибыль	0,00	4 335,48	8 250,11	*190,3%*	5 245,99	*121,0%*
V.	Расчетная предпринимательская прибыль	0,00	0,00	54 454,66			
VI.	Выпадающие доходы/экономия средств	0,00	15 243,37	129 301,28	*848,2%*		*0,0%*
VII.	**Необходимая валовая выручка, всего**	**2 100 990,09**	**2 627 563,83**	**3 819 854,72**	***145,4%***	**2 415 700,95**	***91,9%***
	Корректировка выручки исходя из факта	**0,00**	**0,00**	**0,00**		**-440,39**	
	НВВ ВСЕГО	**2 100 990,09**	**2 627 563,83**	**3 819 854,72**	***145,4%***	**2 415 260,56**	***91,92%***
	Отпуск тепловой энергии	**3 209,56**	**3 965,24**	**3 965,24**	***100,0%***	**3 477,22**	***87,7%***
	Средний тариф	**654,60**	**662,65**	**963,33**	***145,4%***	**694,60**	***104,8%***

Приложение 2

Расчет расходов на топливо ООО «Нижнекамская ТЭЦ» на 2018 год

№ п/п	Показатели	Единица измерения	ООО «Нижнекамская ТЭЦ»		
			1 полугодие	2 полугодие	Год
1	Выработка электроэнергии, всего	млн.кВтч	618,27	603,18	1 221,46
2	Расход электроэнергии на собств. нужды:	млн.кВтч	77,34	75,51	152,86
2.1	на производство электроэнергии	млн.кВтч	30,87	30,95	61,83
2.1.1	то же в % к выработке электроэнергии	%	4,99	5,13	5,06
2.2	на производство теплоэнергии	млн.кВтч	46,47	44,56	91,03
2.2.1	то же в кВтч/Гкал	кВтч/Гкал	25,43	26,96	26,16
3	Отпуск электроэнергии с шин	млн.кВтч	540,93	527,67	1 068,60
4	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственне нужды	млн.кВтч	0,63	0,62	1,25
4.1	то же в % к отпуску с шин	%	0,12	0,12	0,12
5	Расход электроэнергии на потери в трансформаторах	млн.кВтч	3,71	3,62	7,33
5.1	то же в % к отпуску с шин	%	0,69	0,69	0,69
6	Полезный отпуск электроэнергии в сеть	млн.кВтч	536,59	523,43	1 060,02
7	Отпуск теплоэнергии с коллекторов	тыс.Гкал	1 827,17	1 652,51	3 479,68
8	Отпуск теплоэнергии на собств. нужды:	тыс.Гкал	1,52	0,94	2,46
8.1	то же в % к выработке теплоэнергии	%	0,08	0,06	0,07
9	Отпуск теплоэнергии в сеть	тыс.Гкал	1 825,65	1 651,57	3 477,22
10	Отпуск э/э с шин	млн.кВтч	540,93	527,67	1 068,60
11	Нормативный уд. расход усл.топлива на пр-во э/э	г/кВтч	314,04	315,18	314,60
12	Расход усл. топлива на пр-во э/э	тыс.тут	169,87	166,31	336,18
13	Выработка теплоэнергии	тыс.Гкал	1 827,17	1 652,51	3 479,68
14	Нормативный уд. расход усл.топлива на пр-во т/э	кг/Гкал	136,21	137,44	136,80
15	Итого расход усл. топлива на пр-во т/э	тыс.тут	248,88	227,12	476,00
16	Расход т.у.т., всего	тыс.тут	418,76	393,43	812,19
17	Удельный вес расхода топлива на т/э (п.15/п.16)	%	59,43	57,73	58,61
18	РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА	тыс.тут	418,76	393,43	812,19
18.2	мазут	тыс.тут	11,36	1,28	12,64
18.3	газ всего, в том числе:	тыс.тут	407,39	392,15	799,54
18.3.1	Газ лимитный	тыс.тут	407,39	392,15	799,54
18.5	на производство т/э	тыс.тут	248,88	227,12	476,00
19	ДОЛЯ	%	100,00	100,00	100,00
19.2	мазут	%	2,71	0,33	1,56
19.3	газ всего, в том числе:	%	97,29	99,67	98,44
19.3.1	Газ лимитный	%	97,29	99,67	98,44
20	ПЕРЕВОДНОЙ КОЭФФИЦИЕНТ				
20.2	мазут		1,34	1,34	1,34
20.3	газ всего, в том числе:		1,16	1,16	1,16
20.3.1	Газ лимитный		1,16	1,16	1,16
21	РАСХОД НАТУРАЛЬНОГО				

	ТОПЛИВА				
21.2	мазут	тыс. тнт	8,46	0,95	9,42
21.3	газ всего, в том числе:	млн.куб.м	352,07	338,89	690,96
21.3.1	Газ лимитный	млн.куб.м	352,07	338,89	690,96
22	ЦЕНА НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА				
22.2	мазут	руб/тнт	4 226,72	4 226,72	4 226,72
22.3	газ всего, в том числе:	руб/тыс.куб.м	4 106,39	4 246,01	4 174,87
22.3.1	Газ лимитный	руб/тыс.куб.м	4 106,39	4 246,01	4 174,87
23	СТОИМОСТЬ НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА	тыс.руб	1 481 495,08	1 442 986,71	2 924 481,79
23.2	мазут	тыс.руб	35 764,59	4 035,77	39 800,36
23.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	1 445 730,49	1 438 950,93	2 884 681,42
23.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	1 445 730,49	1 438 950,93	2 884 681,42
23.5	на производство т/э	тыс.руб	880 510,13	833 007,76	1 713 517,89
24	СТОИМОСТЬ НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ПРОИЗВОДСТВО Т/Э ПО ВИДАМ ТОПЛИВА	тыс.руб	880 510,13	833 007,76	1 713 517,89
24.2	мазут	тыс.руб	21 256,29	2 329,77	23 319,90
24.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	859 253,84	830 677,98	1 690 197,98
24.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	859 253,84	830 677,98	1 690 197,98
25	ТАРИФ Ж/Д ПЕРЕВОЗКИ / ТАРИФ ГРО, ПССУ				
25.2	мазут	руб/тнт		0,00	0,00
25.3	газ всего, в том числе:	руб/тыс.куб.м	580,88	614,30	597,27
25.3.1	Газ лимитный	руб/тыс.куб.м	580,88	614,30	597,27
26	СТОИМОСТЬ Ж/Д ПЕРЕВОЗКИ	тыс.руб	204 509,42	208 182,49	412 691,91
26.2	мазут	тыс.руб	0,00	0,00	0,00
26.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	204 509,42	208 182,49	412 691,91
26.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	204 509,42	208 182,49	412 691,91
26.5	на производство т/э	тыс.руб	121 547,90	120 179,64	241 727,54
27	СТОИМОСТЬ Ж/Д ПЕРЕВОЗКИ НА ПРОИЗВОДСТВО Т/Э ПО ВИДАМ ТОПЛИВА	тыс.руб	121 547,90	120 179,64	241 727,54
27.2	мазут	тыс.руб	0,00	0,00	0,00
27.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	121 547,90	120 179,64	241 727,54
27.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	121 547,90	120 179,64	241 727,54
28	СТОИМОСТЬ НАТУР.ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПЕРЕВОЗКИ	тыс.руб	1 686 004,50	1 651 169,20	3 337 173,70
28.2	мазут	тыс.руб	35 764,59	4 035,77	39 800,36
28.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	1 650 239,91	1 647 133,42	3 297 373,33
28.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	1 650 239,91	1 647 133,42	3 297 373,33
28.5	на производство т/э	тыс.руб	**1 002 058,03**	**953 187,40**	**1 955 245,43**
29	ЦЕНА УСЛОВНОГО ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПЕРЕВОЗКИ	руб/тут	4 026,22	4 196,84	4 108,87
29.2	мазут	руб/тут	3 147,56	3 147,56	3 147,56
29.3	газ всего, в том числе:	руб/тут	4 050,73	4 200,27	4 124,07
29.3.1	Газ лимитный	руб/тут	4 050,73	4 200,27	4 124,07
29.5	на производство т/э	руб/тут	4 026,22	4 196,84	4 107,63
30	ЦЕНА НАТУР. ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПЕРЕВОЗКИ				
30.2	мазут	руб/тнт	4 226,72	4 226,72	4 226,72
30.3	газ всего, в том числе:	руб/тыс.куб.м	4 687,27	4 860,31	4 772,14
30.3.1	Газ лимитный	руб/тыс.куб.м	4 687,27	4 860,31	4 772,14
31	Топливная составляющая тарифа	руб/тыс.Гкал	548,88	577,14	562,30
32	К выработки 1 полугодия				0,53
33	К выработки 2 полугодия				0,47

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

к предложению о корректировке долгосрочных тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии АО «Татэнерго» с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 Мегаватт и более, на 2018 год

тарифное дело **№ 29-5/тк**

Постановлением Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) от 30.11.2015 №5-45/тэ (в редакции постановления Госкомитета от 30.11.2016 № 5-22/тэ) были установлены тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источником тепловой энергии АО «Татэнерго», на 2016-2018 годы.

руб./Гкал (без НДС)

Вид тарифа	Год	Тариф на тепловую энергию					
		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 кг/см^2	
АО «Татэнерго» источники Казанская ТЭЦ-1 и Казанская ТЭЦ-2							
Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2016 г.– 30.06.2016 г.	812,70	-	-	1 046,88	1137,90	1123,23
Отклонение, % к тарифу на 31.12.2015		*92,2%*	-	-	*100%*	*100%*	*91,8%*
Одноставочный, руб./Гкал	01.07.2016 г. – 31.12.2016 г.	653,32		-	819,88	911,82	997,98
Отклонение, % к тарифу на 1 полугодие 2016 года		*80,4%*	-	-	*78,3%*	*80,1%*	*81,6%*
Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2017 г.– 30.06.2017 г.	653,32		-	819,88	911,82	997,98
Отклонение, % к тарифу на 31.12.2016		*100%*			*100%*	*100%*	*100%*
Одноставочный, руб./Гкал	01.07.2017 г. – 31.12.2017 г.	858,33			1022,12	1112,52	1197,25
Отклонение, % к тарифу на 1 полугодие 2017 года		*131,3%*			*124,7%*	*122,01%*	*119,97%*
Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2018 г.– 30.06.2018 г.	786,50			1108,11	1202,79	1291,56
Отклонение, % к тарифу на 31.12.2017		*84%*			*100%*	*100%*	*100%*
Одноставочный, руб./Гкал	01.07.2018 г. – 31.12.2018 г.	796,17			973,00	1070,49	1161,93

Вид тарифа	Год	Тариф на тепловую энергию					
		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 кг/см^2	
Отклонение, % к тарифу на 1 полугодие 2018 года		*101,2%*			*89%*	*89%*	*90%*
АО «Татэнерго» источник Заинская ГРЭС							
Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2016 г.– 30.06.2016 г.	781,10			981,87	-	-
Отклонение, % к тарифу на 31.12.2015		*100%*	-	-	*100%*	-	-
Одноставочный, руб./Гкал	01.07.2016 г. – 31.12.2016 г.	861,54			1061,07	-	-
Отклонение, % к тарифу на 1 полугодие 2016 года		*110,3%*	-	-	*108,1%*	-	-
Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2017 г.– 30.06.2017 г.	830,00			1040,00		
Отклонение, % к тарифу на 31.12.2016		*96,3%*			*98,01%*		
Одноставочный, руб./Гкал	01.07.2017 г. – 31.12.2017 г.	836,79			1044,81		
Отклонение, % к тарифу на 1 полугодие 2017 года		*100,8%*			*100,5%*		
Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2018 г.– 30.06.2018 г.	859,36			1064,93		
Отклонение, % к тарифу на 31.12.2017		*100%*			*100%*		
Одноставочный, руб./Гкал	01.07.2018 г. – 31.12.2018 г.	870,88			1082,71		
Отклонение, % к тарифу на 1 полугодие 2018 года		*101,3%*			*101,7%*		
АО «Татэнерго» источник Набережночелнинская ТЭЦ							
Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2016 г.– 30.06.2016 г.	588,86	-	-	737,44	-	-
Отклонение, % к тарифу на 31.12.2015		*100%*	-	-	*100%*	-	-
Одноставочный, руб./Гкал	01.07.2016 г. – 31.12.2016 г.	827,50			975,86	-	-
Отклонение, % к тарифу на 1 полугодие 2016 года		*140,5%*	-	-	*132,3%*		-
Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2017 г.– 30.06.2017 г.	678,00			809,86		
Отклонение, % к тарифу на 31.12.2016		*81,9%*			*82,9%*		
Одноставочный, руб./Гкал	01.07.2017 г. – 31.12.2017 г.	688,80			837,53		

Вид тарифа	Год	Тариф на тепловую энергию					
		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 кг/см^2	
Отклонение, % к тарифу на 1 полугодие 2017 года		*101,6%*			*103,4%*		
Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2018 г.– 30.06.2018 г.	726,23			879,13		
Отклонение, % к тарифу на 31.12.2017		*100%*			*100%*		
Одноставочный, руб./Гкал	01.07.2018 г. – 31.12.2018 г.	748,92			906,74		
Отклонение, % к тарифу на 1 полугодие 2018 года		*103,1%*			*103,1%*		

В соответствии с п. 32 (и) Правил регулирования цен (тариф) в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2015 №1075:

Объем незавершенных капитальных вложений АО «Татэнерго»

тыс.руб.

	на 31.12.2015 г.	на 31.12.2016г.
АО «Татэнерго»	9 693 841,414	10 955 205,16

Приказом Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 29.10.2014 №336 утверждена инвестиционная программа АО «Татэнерго» на 2015-2019 гг.

В соответствии с утвержденной инвестиционной программой АО «Татэнерго» финансирование мероприятий составит:

№№	Наименование объекта	год начала сроительства	год окончания строительства	Полная стоимость строительства	Остаточная стоимость строительства	Объем финансирования	Объем финансирования
						План 2018 года	План 2019 года
				млн.рублей	млн.рублей	млн.рублей	млн.рублей
	ВСЕГО ПОАО "Татэнерго"					1445,33	1313,84
	КАЗАНСКАЯ ТЭЦ-1					217,04	70,90
1.	Котлоагрегат ТГМ-84 "Б" ст.№10. Техническое перевооружение информационно-измерительных систем	2018	2019	19,45	19,45	1,05	18,40
2.	Техническое перевооружение систем авторегулирования турбоагрегата ПТ-60 ст.№5	2018	2019	9,00	9,00	0,43	8,57

№№	Наименование объекта	год начала сроительства	год окончания строительства	Полная стоимость строительства	Остаточная стоимость строительства	Объем финансирования	Объем финансирования
						План 2018 года	План 2019 года
				млн.рублей	млн.рублей	млн.рублей	млн.рублей
3.	Информационно-измерительная система турбогенераторов ст.№-5,6,7 и общестанционного оборудования	2016	2018	20,45	20,45	9,69	
4.	Техническое перевооружение системы автоматического регулирования (САР) общестанционного оборудования ЧВД	2017	2018	12,01	12,01	11,39	
5.	Техническое перевооружение ОПО "Сеть газопотрбеления котельной "Горки" Казанской ТЭЦ-1" в части газопроводов котлов ПТВМ-50 ст. № 1,2,3,4 и части КИПиА	2016	2018	29,52	29,52	14,73	
6.	Устройство гидроизоляции обвалования мазутных резервуаров	2017	2018	31,23	31,23	30,39	
7.	Турбоагрегат ст.№5. Техническое перевооружение системы возбуждения.	2019	2020	34,80	34,80		1,60
8.	ГРУ-2-6кВ. Техническое перевооружение маломасляных выключателей (29шт.) и устройств релейной защиты и автоматики	2018	2019	35,38	35,38	1,68	33,70
9.	Модернизация ХВО с внедрением микрофильтрационной установки	2016	2017	245,52	245,52	147,28	
10.	Модернизация системы телемеханики	2018	2019	9,03	9,03	0,40	8,63
	КАЗАНСКАЯ ТЭЦ-2					87,86	359,47
1.	Модернизация ПЭНвд ст. №11	2017	2018	27,32	27,32	25,92	
2.	Реконструкция Водогрейного котла ВК-2 типа КВГМ 180-150 с заменой стояков конвективной части и конвективных пакетов. Полномаштабная АСУ ТП котла и установки системы автоматического розжига	2017	2018	44,22	44,22	42,01	
3.	Турбогенератор ст.№8	2018	2019	329,49	329,49	17,44	312,05
4.	Модернизация градирни №6	2018	2019	49,92	49,92	2,49	47,42
	НАБЕРЕЖНОЧЕЛНИНСКАЯ ТЭЦ					348,64	359,77
1.	Модернизация системы пенного пожаротушения топливного цеха	2016	2017	2,49	2,49	2,25	

№№	Наименование объекта	год начала сроительства	год окончания строительства	Полная стоимость строительства	Остаточная стоимость строительства	Объем финансирования	Объем финансирования
						План 2018 года	План 2019 года
				млн.рублей	млн.рублей	млн.рублей	млн.рублей
2.	Дооборудование приборами учета и регулирования собственных и хозяйственных нужд НЧ ТЭЦ	2017	2018	16,29	16,29	15,69	
3.	Модернизация системы мониторинга и сбора аварийной информации с устройств РЗА и ПА (установка дополнительного шкафа на ГЩУ)	2017	2018	9,13	9,13	8,51	
4.	Котлоагрегат ТГМЕ-464 ст.№ 12. Модернизация с установкой модифицированной паросборной камеры	2018	2019	31,48	31,48	1,39	30,09
5.	Градирня №6. Реконструция системы водораспределения с внедрением полимерных материалов и влагоуловителей	2017	2018	141,58	141,58	132,85	
6.	Модернизация силового электротехнического оборудования гл.корпуса, средств РЗА КРУ-6кВ, сек.3РА,Б.	2018	2019	74,77	74,77	1,81	72,96
7.	ОРУ-110кВ. Модернизация с заменой выключателей на элегазовые с микропроцессорными защитами яч.6, 16	2018	2019	54,27	54,27	2,82	51,45
8.	ОРУ-110кВ. Модернизация с заменой выключателей на элегазовые с микропроцессорными защитами яч.10,20	2017	2018	54,27	54,27	2,82	51,45
9.	ОРУ-110кВ. Модернизация с заменой выключателей на элегазовые с микропроцессорными защитами яч.17,19	2017	2018	52,53	52,53	49,80	
10.	ОРУ-110кВ. Модернизация с заменой выключателей на элегазовые с микропроцессорными защитами яч.3, 5	2018	2019	54,27	54,27	2,82	51,45
11.	Техническое перевооружение опасного производственного объекта "Площадка главного корпуса Набережночелнинской ТЭЦ" в части газопроводов котла ТГМ-84Б ст.№5	2019	2019	16,38	16,38	16,38	0,00
12.	Главный корпус. Реконструкция с установкой постояного торца на место временного	2016	2018	1,14	53,95	7,07	

№№	Наименование объекта	год начала сроительства	год окончания строительства	Полная стоимость строительства	Остаточная стоимость строительства	Объем финансирования	Объем финансирования
						План 2018 года	План 2019 года
				млн.рублей	млн.рублей	млн.рублей	млн.рублей
13.	Модернизация схемы подпитки теплосети при переходе на закрытый водоразбор г. Н.Челны (3 этап)	2018	2019	72,80	72,80	1,33	71,47
14.	Котлоагрегат ТГМЕ-464 ст.№ 13. Модернизация с установкой модифицированной паросборной камеры	2018	2019	31,48	31,48	1,39	30,90
15.	Реконструкция БОС	2017	2018	31,48	31,48	93,20	
16.	Модернизация ГЩУ с установкой микропроцессорного устройства АВСН	2017	2018	9,13	9,13	8,51	
	ЗАИНСКАЯ ГРЭС					302,64	96,31
2	Турбина паровая с генератором 3х фазного тока энергоблока ст.№9. Модернизация проточной части с внедрением сотовых уплотнений ЦВД, ЦСД и системы принудительного парового охлаждения РСД[1]	2017	2018	83,50	83,50	81,30	
7	Техническое перевооружение ОПО площадки главного корпуса Заинской ГРЭС "Котельный агрегат ПК-47-5 энергоблока ст. №9" в части газопровода котла	2017	2018	48,50	48,50	46,60	
8	Техническое перевооружение ОПО площадки главного корпуса Заинской ГРЭС "Котельный агрегат ПК-47-1 энергоблока ст. №2" в части газопровода котла	2018	2019	50,63	50,63	2,50	48,13
9	Разработка рыбозащитных мероприятий для БНС (береговых насосных станций) Заинской ГРЭС	2013	2018	76,57	76,57	23,57	
25	Открытое распределительное устройство 500. Техническое перевооружение ОРУ-500 кВ с заменой разъединителей 1-го четырехугольника (1,2 этапы)	2017	2019	115,59	115,59	62,80	48,19
26	Техническое перевооружение ОПО площадки главного корпуса Заинской ГРЭС "Котельный агрегат ПК-47-5 энергоблока ст. №11" в части водяного экономайзера	2017	2018	57,56	57,56	55,67	
28	Модернизация схемы коррекционной обработки питательной воды котлов I очереди	2017	2018	31,50	31,50	30,20	
	НИЖНЕКАМСКАЯ ГЭС					489,15	427,39

№№	Наименование объекта	год начала сроительства	год окончания строительства	Полная стоимость строительства	Остаточная стоимость строительства	Объем финансирования	Объем финансирования
						План 2018 года	План 2019 года
				млн.рублей	млн.рублей	млн.рублей	млн.рублей
12	Гидротурбина ПЛ-20-811-В-1000. Модернизация направляющего аппарата и нижнего подшипникового узла (ГА № 16)	2017	2018	80,23	80,23	16,52	
13	Гидрогенератор СВ 1470/149 104 У4. Модернизация подпятника (ГА № 16)	2017	2018	42,43	42,43	8,74	
14	Модернизация ВЧ связи АСК-3С ВЛ-500 НкГЭС-ЗайГРЭС	2017	2018	39,82	39,82	36,28	
15	Модернизация оборудования центрального маслохозяйства	2017	2018	8,54	8,54	8,00	
16	Гидротурбина ПЛ-20-811-В-1000. Модернизация направляющего аппарата и нижнего подшипникового узла (ГА № 7)	2018	2019	83,43	83,43	66,26	17,17
17	Гидрогенератор СВ 1470/149 104 У4. Модернизация подпятника (ГА № 7)	2018	2019	44,12	44,12	35,04	9,08
23	Автоматизированная система управления гидроагрегатами № 13, 14. Гидромеханическая часть - система регулирования	2017	2019	78,53	78,53	59,55	16,60
24	Модернизация системы возбуждения гидрогенераторов №№ 13, 14	2015	2017	97,21	97,21	84,20	9,16
25	Модернизация автоматики и сигнализации насосной откачки, дренажных и канализационных насосных станций, систем вентиляции здания ГЭС (2017г..: 1 этап строительства;2018г.: 2 этап строительства)	2017	2019	90,36	90,36	40,78	46,84
26	Здание ГЭС. Реконструкция ГЩУ	2018	2019	39,59	39,59	2,60	36,99
27	Модернизация КТП ОСН, АСН 6/0,4 кВ	2018	2019	167,88	167,88	4,72	163,16
28	Модернизация кабельных линий 500 кВ с заменой на кабели 500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена (2019г.: 1 пусковой комплекс; 2020г.: 2 пусковой комплекс; 2021г.: 3 пусковой комплекс; 2022г.: 4 пусковой комплекс)	2018	2022	583,03	583,03	6,10	109,60
29	Автоматизированная система управления гидроагрегатами № 7, 8. Гидромеханическая часть - система регулирования	2017	2019	85,97	85,97	67,68	15,69

№ №	Наименование объекта	год начала сроительства	год окончания строительства	Полная стоимость строительства	Остаточная стоимость строительства	Объем финансирования	Объем финансирования
						План 2018 года	План 2019 года
				млн.рублей	млн.рублей	млн.рублей	млн.рублей
36	Здание ГЭС. Реконструкция концевой части рисбермы здания ГЭС и ВСП (2018г.: 6 пусковой комплекс)	2011	2018	181,88	140,74	35,00	
37	Автоматизированная система управления гидроагрегатами № 15, 16. Гидромеханическая часть - система регулирования	2016	2018	82,66	82,66	17,47	
1	Строительство дополнительного предупредительного ограждения Нижнекамской ГЭС вдоль береговой полосы вверх и вниз по течению реки Кама	2018	2019	3,31	3,31	0,21	3,1

В соответствии с п. 52 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075, орган регулирования ежегодно осуществляет корректировку долгосрочного тарифа, ранее установленного на год, следующий за текущим годом, с учетом отклонения значений параметров регулирования деятельности регулируемой организации за истекший период регулирования от значений таких параметров, учтенных при расчете долгосрочных тарифов, за исключением долгосрочных параметров регулирования.

В Госкомитет обратилось АО «Татэнерго» с заявлением о корректировке тарифов на тепловую энергию, производимую электрическими станциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2018 год (письма от 28.04.2017 №101-39/2609, от 16.05.2017 №101-39/2932/3).

АО «Татэнерго» расположено по адресу: Республика Татарстан, г. Казань, ул. Салимжанова, 1.

Руководитель организации – Генеральный директор Хазиев Раузил Магсумянович.

Организация применяет общую систему налогообложения.

АО «Татэнерго» представило в Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам расчеты по корректировке тарифов на тепловую энергию, производимую электрическими станциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Расчет тарифов АО «Татэнерго» соответствует:

- Основам ценообразования в сфере теплоснабжения, Правилам регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 №1075;

- Методическим указаниям по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 №760-э.

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифов на теплоноситель, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность информации несет теплоснабжающая организация.

В соответствии с методикой формирования себестоимости, утвержденной приказом ОАО «Генерирующая компания» от 31.12.2014 № 545, затраты делятся между электрической и тепловой энергией пропорционально расходу условного топлива.

В расчете тарифов применялись индексы-дефляторы в соответствии с основными параметрами прогноза социально–экономического развития Российской Федерации на 2018 год и плановый период 2019 и 2020 годов (далее – Прогноз):

Наименование	Период	2018 год
Индекс цен на природный газ	с 1 июля	103,4
Индекс цен на мазут	с 1 января	101,4
Индекс тарифов на ж/д перевозки	с 1 января	104,0
Индекс потребительских цен	с 1 января	103,7

Необходимая валовая выручка по представленному проекту организации и прогнозные тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки, на 2018 год составила:

Источник	Год	НВВ, тыс.руб.	Отклонение к НВВ прошлого года,%	Вид тарифа	Проект тарифа на 1 полугодие, руб./Гкал	Отклонение к тарифу 2 полугодия предыдущего года,%	Проект тарифа на 2 полугодие, руб./Гкал	Отклонение к тарифу 1 полугодия,%
Источники - филиалы АО «Татэнерго» - **Казанская ТЭЦ-1, Казанская ТЭЦ-2**	2018	2 765 381,40	112,4%	Вода	858,33	100%	775,84	90%
				Пар от 7-13 кг/см^2	1022,12	100%	1161,12	114%
				Пар свыше 13 кг/см^2	1112,52	100%	1350,05	121%
				Острый и редуцированный пар	1197,25	100%	1447,85	121%
Источник - филиал АО «Татэнерго» - **Набережночелнинская ТЭЦ**	2018	2 674 058,12	100,8%	Вода	688,80	100%	619,75	90%
				Пар от 7-13 кг/см^2	837,53	100%	778,01	93%
Источник - филиал АО «Татэнерго - **Заинская ГРЭС**	2018	218 665,76	97,3%	Вода	836,79	100%	1233,91	147%
				Пар от 7-13 кг/см^2	1044,81	100%	1482,51	142%

Средние тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки, на 2018 год по предложению организации составили:
- по Казанской ТЭЦ-1, Казанской ТЭЦ-2: на 1 полугодие 2018 года – 874,59 руб./Гкал с учетом сохранения уровней тарифов, действующих на 31.12.2017, на 2 полугодие 2018 года – 842,79 руб./Гкал, снижение к тарифу первого полугодия на 4%;
- по Заинской ГРЭС: на 1 полугодие 2018 года – 839,88 руб./Гкал с учетом сохранения уровней тарифов, действующих на 31.12.2017, на 2 полугодие 2017 года – 1237,15 руб./Гкал, рост к тарифу первого полугодия на 47%;
- по Набережночелнинской ТЭЦ - на 1 полугодие 2018 года – 693,06 руб./Гкал с учетом сохранения уровней тарифов, действующих на 31.12.2017, на 2 полугодие 2018 года – 626,40 руб./Гкал, снижение к тарифу первого полугодия на 10%.

Стоит отметить, что необходимая валовая выручка Казанской ТЭЦ-1 и Казанской ТЭЦ-2 сформирована с учетом выделения объемов отпуска тепловой энергии от районных котельных «Азино», «Горки», «Савиново» и, соответственно, затрат на ее производство (по аналогии с тарифными решениями, принятыми на 2017 год).

Смета затрат на производство тепловой энергии в комбинированной выработке на 2018 год представлена в приложении 1.

Отпуск тепловой энергии

По предложению организации прогнозный полезный отпуск тепловой энергии на 2018 год составляет 7 475,93 тыс.Гкал, с ростом к утвержденному уровню 2017 года на 1,4%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 1 307,81 тыс.Гкал, по Казанской ТЭЦ-2 – 1 940,62тыс.Гкал, по Набережночелнинской ТЭЦ – 4 010,76 тыс.Гкал, по Заинской ГРЭС – 216,74 тыс.Гкал. Предложение организации по соответствует объемам отпуска тепловой энергии, учтенном в сводном прогнозном балансе на 2018 год.

В соответствии с п. 17 Методических указаний по расчету регулируемых тарифов в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 №760-э/2, объемы отпуска тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной генерирующий мощностью 25 МВт и более, определяются в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации.

Баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России на 2018 год утвержден приказом ФАС России от 22.09.2017 № 1254/17-ДСП.

Госкомитетом при расчете тарифов на тепловую энергию, производимую источниками тепловой энергии АО «Татэнерго» в режиме комбинированной выработки, объемы отпуска тепловой энергии приняты в соответствии со Сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) на 2018 год:

Наименование источника	Объем отпуска тепловой энергии, тыс. Гкал							
	2017 год (утверж-дено)	Утверждено в СПБ на 2018 г.			Принято Госкомитетом на 2018 г.			*Откло-нение, %, к 2017г.*
		2018 год	1 п/г 2018 г.	2 п/г 2018 г.	2018 год	1 п/г 2018г.	2 п/г 2018 г.	
Казанская ТЭЦ-1	1 307,81	1 307,81	776,68	531,13	1 307,81	776,68	531,13	*100,5%*
Казанская ТЭЦ-2	1 940,62	1 940,62	1 098,54	842,08	1 940,62	1 098,54	842,08	*100,1%*
Заинская ГРЭС	268,84	216,74	124,53	92,21	216,74	124,53	92,21	*80,6%*
Набережночелнинская ТЭЦ	3 858,76	4 010,76	2 426,18	1 584,58	4 010,76	2 426,18	1 584,58	*103,9%*
Итого АО «Татэнерго» (свыше 25 МВт)	7 376,04	7 475,93	4 425,93	3 050,00	7 475,93	4 425,93	3 050,00	*101,4%*

Стоит отметить, что в соответствии со схемой теплоснабжения г. Казань, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.03.2015 № 130, объем отпуска тепловой энергии от районных котельных (РК «Горки», РК «Азино», РК «Савиново») выделен из объемов отпуска тепловой энергии от Казанской ТЭЦ-1 и Казанской ТЭЦ-2.

В соответствии с п.49 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 №760-э, в целях корректировки долгосрочного тарифа орган регулирования ежегодно уточняет плановую необходимую валовую выручку на каждый год до конца долгосрочного периода регулирования с использованием уточненных значений прогнозных параметров регулирования.

1. Госкомитетом операционные (подконтрольные расходы) на 2018 год скорректированы с учетом определенного прогнозом социально-экономического развития индекса потребительских цен.

тыс.руб. (без НДС)

2018 год							
№№ п/п.	Наименование	ед.изм.	АО "Татэнерго"	КТЭЦ-1	КТЭЦ-2	ЗГРЭС	НЧТЭЦ
1	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)		3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
2	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%	1%	1%	1%	1%	1%
3	Индекс изменения количества активов (ИКА)		0	0,21	0,9	0	0

3.1	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч	6 914,00	761,00	1 521,00	110,00	4 092,00
4	Коэффициент эластичности затрат по росту активов ($К_{эл}$)		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
5	**Операционные (подконтрольные) расходы ГКРТТ**	**тыс. руб.**	**863 236,70**	**130 762,59**	**191 533,70**	**22 141,14**	**518 799,27**

2. Неподконтрольные расходы определены Госкомитетом на 2018 год в размере 442 524,19 тыс.руб., снижение к уровню 2017 года на 9,2%, в том числе по Казанской ТЭЦ-1 – 88 603,95 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 133 305,84 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 21 374,52 тыс.руб, по Набережночелнинской ТЭЦ – 199 239,88 тыс.руб. Неподконтрольные расходы включают в себя:

2.1 расходы на амортизацию основных средств на 2018 год заявлены организацией в размере 431 040,48 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года на 75,2 %, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 43 141,85 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 289 320,00 тыс.руб, по Заинской ГРЭС – 10 723,05 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 87 855,58 тыс.руб. Значительный рост обусловлен включением в статью амортизационных отчислений ПГУ Казанской ТЭЦ-2.

Госкомитетом расходы на амортизацию приняты исходя из фактически сложившейся стоимости основных средств в 2016 году с учетом стоимости введенных основных средств в 2017 году (подтвержденных актами ввода) и без учета стоимости прогнозируемых вводов в 2018 году (на основании письма ФСТ России от 15.07.2013 № ЕП – 6968/12).

Госкомитетом расходы на амортизационные отчисления на 2018 год приняты в размере 215 680.67 тыс.руб., со снижением к утвержденному уровню 2017 года на 12.2%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 41 852,71 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 70 717,99 тыс.руб., по Заинской ГРЭС -13 221,70 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 89 888,26 тыс.руб.

2.2 отчисления на социальные нужды заявлены организацией в размере 124 904,80 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года на 13,1%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 16 616,62 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 18 200,61 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 2 107,42 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 87 980,15 тыс.руб.

Госкомитетом отчисления на социальные нужды приняты в размере 28% от фонда оплаты труда и составили 115 471,72 тыс.руб., рост к утвержденному уровню 2017 года на 4,5%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 15 361,70 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 16 826,06 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 1 948,26 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 81 3335,70 тыс.руб.

2.3. расходы на арендную плату заявлены организацией в размере 221,59 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года – на 10,6%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 73,13 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 148,46 тыс.руб.,

Госкомитетом затраты по статье учтены в соответствии с представленными договорами аренды земельных участков под производственные объекты (железнодорожные пути, шламоотвал, эстакада трубопроводов) в размере 200,29

тыс.руб., на уровне 2017 года, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 56,99 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 143,31 тыс.руб.

2.4 плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ заявлена организацией в размере 565,41 тыс.руб., со снижением к утвержденному уровню 2017 года на 81,3%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 88,40 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 160,62 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 11,88 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 304,51 тыс.руб.

Госкомитетом плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду принята в размере 546,87 тыс.руб., снижение к утвержденному уровню 2017 года на 81,9%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 83,52 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 144,35 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 14,11 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 304,89 тыс.руб. Объемы выбросов и сбросов в окружающую среду подтверждены фактическими декларациями за 2016 год, ставки определены в соответствии с нормативами платы за выбросы. Значительное снижение по статье обусловлено снижением объемов размещаемых отходов, выбросов на рельеф местности с неорганизованными стоками.

2.5 расходы на страхование заявлены организацией в размере 9 757,89 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года на 375,5%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 1 522,80 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 1 773,63 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 350,48 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 6 110,98 тыс.руб.

Госкомитетом по статье приняты только затраты на обязательное страхование опасных производственных объектов в размере 2 134,03 тыс.руб., в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 536,79 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 656,61 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 48,54 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 892,08 тыс.руб.

2.6 налог на имущество заявлен организацией в размере 75 448,66 тыс.руб., рост к утвержденному уровню 2017 года на 69,7%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 11 708,91 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 51 937,65 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 925,77 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 10 876,32 тыс.руб. Значительный рост налога на имущество обусловлен включением в затраты налога на ПГУ Казанской ТЭЦ-2.

Госкомитетом налог на имущество определен в размере 42 213,37 тыс.руб, снижение к утвержденному уровню 2017 год на 5,1%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 8 086,28 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 24 232,38 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 991,64 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 8 903,07 тыс.руб.

2.7 земельный налог заявлен организацией в размере 37 411,65 тыс.руб., снижение к утвержденному уровню 2017 года на 16%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 8 098,25 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 19 387,75 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 547,47 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 9 378,18 тыс.руб.

Госкомитетом земельный налог принят в размере 34 794,63 тыс.руб., снижение к утвержденному уровню 2017 года на 21,9%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 7 613,75 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 17 382,43 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 639,30 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 9 159,15 тыс.руб.

Госкомитетом расчет выполнен исходя из кадастровых стоимостей земельных участков.

2.8 транспортный налог заявлен организацией в размере 49,95 тыс.руб., рост к утвержденному уровню 2017 года на 11,9%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 4,97 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 30,46 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 0,51 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 14,01 тыс.руб.

Госкомитетом транспортный налог принят в размере 46,70 тыс.руб., рост к утвержденному уровню 2017 год на 4,7%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 4,70 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 27,37 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 0,61 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 14,03 тыс.руб.

Затраты по статье определены Госкомитетом исходя из фактических налоговых деклараций за 2016 год с выделением затрат, относящихся на тепловую энергию.

2.9 водный налог заявлен организацией в размере 16 482,29 тыс.руб., рост к утвержденному уровню 2017 года на 2,9%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 12 941,25 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 3 540,85 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 0,19 тыс.руб.

Госкомитетом водный налог принят в размере 16 434,23 тыс.руб. – рост к уровню 2017 года на 2,6%, в т.ч.: по Казанской ТЭЦ-1 – 12 227,28 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 4 206,77 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 0,19 тыс.руб.

Затраты по статье определены Госкомитетом исходя из представленных договоров водопользования, заключенных с Министерством экологии и природных ресурсов Республики Татарстан с расчетом суммы платы на 2018 год в доле затрат, относящихся на тепловую энергию.

2.10 налог на прибыль заявлен организацией в размере 15 086,08 тыс.руб., снижение к утвержденному уровню 2017 года на 1,7%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 4 784,47 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 4 625,22 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 134,46 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 5 541,92 тыс.руб.

Госкомитетом налог на прибыль рассчитан в размере 14 667,61 тыс.руб., снижение к утвержденному уровню 2017 года на 4,4%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 2 735,80 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 3 269,96 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 154,64 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 8 507,21 тыс.руб.

Госкомитетом налог на прибыль определен в размере 20% от расходов на прибыль, определенных в соответствии с Методическими указаниями.

3. Расходы на приобретение энергетических ресурсов приняты Госкомитетом в размере 4 131 992,58 тыс.руб., рост к утвержденному уровню 2017 года на 3,8%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 798 663,92 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 1 115 469,64 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 158 106,03 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 2 059 752,99 тыс.руб. Расходы на приобретение энергетических ресурсов включают в себя:

3.1 расходы на топливо на технологические цели заявлены организацией в размере 4 110 123,84 тыс.руб., рост к утвержденному уровню 2017 год на 3,9 %, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 796 518,07 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 1 107 141,97 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 158 410,22 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 2 048 053,58 тыс.руб.

Затраты на топливо определены исходя из удельного расхода топлива на производство 1 Гкал тепловой энергии, плановой (расчетной) цены на топливо с учетом затрат на его транспортировку и поставку, расчетного объема отпуска тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии.

Удельный расход топлива на производство 1 Гкал тепловой энергии

В соответствии с действующим законодательством одним из долгосрочных параметров регулирования, которые в течение долгосрочного периода не пересматриваются, является норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии.

При этом в соответствии с Правилами определения плановых и расчета фактических показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 16.05.2014 №452, в случае, если для теплоснабжающей организации устанавливаются долгосрочные тарифы, показатели надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения (норматив удельного расхода топлива) устанавливаются на срок действия инвестиционной программы, концессионного соглашения и (или) на срок действия долгосрочных тарифов.

В связи с тем, что при установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию, производимую источниками АО «Татэнерго» в комбинированной выработке, на 2016-2018 гг. организацией не были представлены утвержденные нормативы удельного расхода топлива, Госкомитетом долгосрочный параметр регулирования (показатели энергосбережения и энергетической эффективности) на каждый год долгосрочного периода регулирования установлен на уровне минимального значения из среднегодовых фактических удельных расходов условного топлива при производстве тепловой энергии за 3 предшествующих периода и утвержденных на предшествующий период регулирования (в соответствии с п. 5 правил распределения удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075).

Таким образом, при установлении тарифов на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки, на 2016-2018 гг. ***Госкомитетом долгосрочный параметр регулирования - удельный расход топлива на производство тепловой энергии - на каждый год долгосрочного периода регулирования установлен на уровне удельного расхода топлива, принятого Госкомитетом при расчете затрат на топливо на 2016 год.***

Источник тепловой энергии	Удельные расходы топлива на тепловую энергию, принятые при расчете затрат на топливо на 2018 год
Казанская ТЭЦ-1	147,76
Казанская ТЭЦ-2	142,59
Заинская ГРЭС	170,18
Набережночелнинская ТЭЦ	128,20

Структура топлива определена Госкомитетом исходя из структуры топлива, учтенной при установлении тарифов на производство тепловой энергии в комбинированной выработке электростанциями АО «Татэнерго» на 2016 год. Доля основного топлива – газа – в структуре топлива станций АО «Татэнерго» - 97,88%, доля резервного топлива – мазут – 2,02%доля резервного топлива – уголь – 0,1%.

Цена топлива

Оптовая цена на газ принята на первое полугодие 2018 года в размере 4 005 руб./тыс. куб.м. – на уровне цены, установленной на 2 полугодие 2017 года, с июля 2018 года – с ростом на 3,4% согласно Прогнозу.

Тариф на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям ООО «Газпром трансгаз Казань» принят на 1 полугодие 2018 года в соответствии с приказом ФСТ России от 19.02.2014 №25-э/2, с 1 июля 2018 года – с ростом 3,4% в соответствии с Прогнозом.

Плата за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям газа, принята на 1 полугодие 2018 года – в соответствии с приказом ФСТ России от 22.04.2016 № 510/16, с 1 июля 2018 года – с ростом на 3,4% в соответствии с Прогнозом.

Специальная надбавка на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям ООО «Газпром трансгаз Казань» принята на 1 полугодие 2018 года в размере 44,17 руб./тыс. куб.м., с июля 2018 года – с ростом на 34 % в соответствии с расчетом Госкомитета.

Таким образом, Госкомитетом расходы на топливо учтены в размере 4 109 470,49 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года на 3,9%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 797 618,76 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 1 110 107,75 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 157 820,56 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 2 043 923,41 тыс.руб.

Подробный расчет затрат на топливо приведен в приложении 2.

3.2 Расходы энергетические ресурсы заявлены организацией в размере 7 196,22 тыс.руб., в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 622,23 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 3 668,43 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 202,56 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 2 703,0 тыс.руб. Затраты по статье включают в себя затраты на покупную электрическую энергию центрального офиса АО «Татэнерго». При установлении тарифов на тепловую энергию в комбинированной данные затраты распределялись только на источники с некомбинированной выработкой тепловой энергии.

Госкомитетом расходы на энергетические ресурсы определены в размере 4 383,45 тыс.руб., в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 656,99тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 1 629,28 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 180,73 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 1 916,45 тыс.руб.

3.3 расходы на холодную воду заявлены организацией в размере 40 928,83 тыс.руб., с ростом к утвержденному уровню 2017 года на 130,4 %, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 2 710,63 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 15 908,33 тыс.руб., по

Заинской ГРЭС – 158,40 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 22 151,47 тыс.руб.

Госкомитетом затраты по статье приняты в размере 19 302,24 тыс.руб., рост к утвержденному уровню 2017 года на 8,7%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 645,38 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 3 726,44 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 165,35 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 14 765,06 тыс.руб. При определении затрат Госкомитетом объемы воды приняты по предложению организации, тарифы – с учетом индексов Прогноза.

4. Расходы из прибыли заявлены организацией в размере 60 344,31 тыс.руб., снижение к утвержденному уровню 2017 года на 1,7%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 19 137,88 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 18 500,87 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 537,86 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 22 167,69 тыс.руб.

Расходы из прибыли включают в себя:

4.1денежные выплаты социального характера заявлены организацией в размере 11 153,56 тыс.руб., рост к утвержденному уровню 2017 года на 71,9 %.

Госкомитетом затраты по статье приняты в размере 11 144,79 тыс.руб.

4.2 прочие расходы заявлены организацией в размере 49 190,74 тыс.руб., снижение к уровню 2017 года на 9%.

Госкомитетом затраты по статье определены в размере 47 525,64 тыс.руб., снижение к утвержденному уровню 2017 года на 13,4%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 8 414,56 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 9 279,62 тыс.руб., по Заинской ГРЭС - 243,97 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 29 587,49 тыс.руб.

Таким образом, Госкомитетом расходы из прибыли определены в размере 58 670,43 тыс.руб., снижение к утвержденному уровню 2017 года на 4,4%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 10 943,20 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 13 079,82 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 618,55 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 34 028,86 тыс.руб.

В соответствии с п. 51 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 № 760-э/1 необходимая валовая выручка, принимаемая к расчету при установлении тарифов на очередной год долгосрочного периода регулирования, определяется с учетом отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов по формуле. Размер корректировки необходимой валовой выручки 2018 года, учитывающий отклонение фактических значений параметров расчета тарифов на 2016 год от параметров, принятых при установлении тарифов, определяется как разница между фактической (расчетной) необходимой валовой выручкой 2016 года и товарной выручкой от реализации услуг за указанный период.

Госкомитетом величина корректировки необходимой валовой выручки, принимаемая к расчету при установлении тарифов на тепловую энергию на 2018 год, определена в размере «- 31 433,99 тыс.руб.»., в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – «- 9 763,40 тыс.руб.», по Казанской ТЭЦ-2 – «+ 126 707,78 тыс.руб.», по Заинской ГРЭС – «+ 5 671,665 тыс.руб.», по Набережночелнинской ТЭЦ – «- 82 323,42 тыс.руб.».

Таким образом, величина скорректированной **необходимой валовой выручки определена Госкомитетом на 2018 год в размере 5 538 725,44 тыс.руб**., рост относительно утвержденного уровня 2017 года на 3,7%, в т.ч. по Казанской ТЭЦ-1 – 1 019 423,04 тыс.руб., по Казанской ТЭЦ-2 – 1 581 221,34 тыс.руб., по Заинской ГРЭС – 207 966,86 тыс.руб., по Набережночелнинской ТЭЦ – 2 730 114,21 тыс.руб.

тыс.руб.

Наименование расходов	АО "Татэнерго" (ВСЕГО КОМБИНИРОВАННАЯ ВЫРАБОТКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ), в т.ч.:			КТЭЦ-1			КТЭЦ-2			ЗГРЭС			НЧТЭЦ			*Отклонение, %, 2018/2017 (всего АО "Татэнерго")*
	2016 год (факт)	2017 год (утвержден)	2018 год (расчет ГКРТТ)	2016 год (факт)	2017 год (утвержден)	2018 год (расчет ГКРТТ)	2016 год (факт)	2017 год (утвержден)	2018 год (расчет ГКРТТ)	2016 год (факт)	2017 год (утвержден)	2018 год (расчет ГКРТТ)	2016 год (факт)	2017 год (утвержден)	2018 год (расчет ГКРТТ)	
Операционные (подконтрольные) расходы	1 022 839,16	811 440,65	863236,70	302 507,78	110 186,81	130 762,59	274 074,10	174 345,02	191533,70	32 460,60	21 566,82	22 141,14	413 796,68	505 342,01	518 799,27	*104,84%*
Неподконтрольные расходы	633 390,34	482 235,09	442 190,13	114 008,75	107 242,54	88 559,51	317 079,58	171 725,61	133 257,16	16 450,27	13 887,71	21 368,88	185 851,74	189 379,22	199 004,58	*91,70 %*
Расходы на приобретение (произ-водство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	3 807 675,53	3 982 113,87	4 133 156,17	743 656,38	775 373,73	798 921,13	1 016 234,63	1 080 685,82	1 115 463,48	140 977,17	188 849,37	158 166,64	1 906 807,35	1 937 204,95	2 060 604,93	*103,79%*
Прибыль	84 306,55	61 383,28	58 670,43	22 100,08	16 245,69	10 943,20	23 249,36	24 821,99	13 079,82	985,46	426,99	618,55	37 971,65	19 888,61	34 028,86	*95,6%*
Расчетная предпринимательская рибыль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов (7 -8 + 9)	0,00	0,00	-31 433,99			-9 763,40			126 707,78			5 671,65			-82 323,42	
- НВВ, определяемая на основе фактических значений параметров расчета тарифов взамен прогнозных	*5 357 330,81*	*0,00*	*0,00*	*1 008 068,96*			*1 584 141,23*			*175 191,87*			*2 589 928,75*			
- товарная выручка от реализации	*5 424 297,73*	*0,00*	*0,00*	*1 030 211,06*			*1 467 439,35*			*162 913,37*			*2 763 733,95*			
- размер корректировки НВВ	*0,00*	*0,00*	*0,00*													

Наименование расходов	АО "Татэнерго" (ВСЕГО КОМБИНИРОВАННАЯ ВЫРАБОТКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ), в т.ч.:			КТЭЦ-1			КТЭЦ-2			ЗГРЭС			НЧТЭЦ			*Отклонение, %, 2018/ 2017 (всего АО "Татэнерго")*
	2016 год (факт)	2017 год (утвержд ено)	2018 год (расчет ГКРТТ)	2016 год (факт)	2017 год (утвержд ено)	2018 год (расчет ГКРТТ)	2016 год (факт)	2017 год (утвержд ено)	2018 год (расчет ГКРТТ)	2016 год (факт)	2017 год (утвержд ено)	2018 год (расчет ГКРТТ)	2016 год (факт)	2017 год (утвержд ено)	2018 год (расчет ГКРТТ)	
ИТОГО необходимая валовая выручка	**5 548 211,57**	**5 337 172,89**	**5 538 725,44**	**1 182 272,99**	**1 009 048,78**	**1 019 423,04**	**1 630 637,67**	**1 451 578,44**	**1 581 221,34**	**190 873,49**	**224 730,89**	**207 966,86**	**2 544 427,43**	**2 651 814,79**	**2 730 114,21**	***102,2 %***

В соответствии с п. 86 ППРФ от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» в отношении регулируемой организации, владеющей на праве собственности или ином законном основании более чем одним источником тепловой энергии, тарифы на тепловую энергию без учета стоимости передачи тепловой энергии должны устанавливаться по каждому такому источнику отдельно (возможно исключение – если источники расположены в пределах одной системы теплоснабжения).

Таким образом, **средний тариф на производство тепловой энергии** составит:

Наименование источника (организации)	Заключение Госкомитета, руб./Гкал.					
	2017 год	2018 год	*Отклонение, к 2017 г.,%*	1 полугодие 2018 г.	2 полугодие 2018 г.	*Отклонение, 2 пг 2018 к 1 пг 2018,%*
Казанская ТЭЦ-1 и Казанская ТЭЦ-2	757,48	800,58	*105,6%*	790,57	814,26	*103,0%*
Заинская ГРЭС	835,92	959,53	*114,8%*	839,88	1121,12	*133,5%*
Набережночелнинская ТЭЦ	687,22	680,70	*99,1%*	673,55	691,64	*102,7%*
АО «Татэнерго»	**723,58**	**740,87**	***102,4%***	**727,81**	**759,83**	***104,4%***

На основании изложенного, Госкомитетом **предлагается:**

Установить тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии АО «Татэнерго» с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более, на 2018 год в следующих размерах (без НДС):

Вид тарифа	Год	Тариф на тепловую энергию					
		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 кг/см^2	
АО «Татэнерго» источники Казанская ТЭЦ-1 и Казанская ТЭЦ-2							

Вид тарифа	Год	Тариф на тепловую энергию					
		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 кг/см^2	
Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2018 г.– 30.06.2018 г.	775,00			930,00	1030,00	1120,00
Отклонение, % к тарифу на 31.12.2017		*90,3%*			*91,0%*	*92,6%*	*93,5%*
Одноставочный, руб./Гкал	01.07.2018 г. – 31.12.2018 г.	794,82			964,14	1057,27	1145,08
Отклонение, % к тарифу на 1 полугодие 2018 года		*102,6%*			*103,7%*	*102,6%*	*102,2%*
АО «Татэнерго» источник Заинская ГРЭС							
Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2018 г.– 30.06.2018 г.	836,79			1044,81		
Отклонение, % к тарифу на 31.12.2017		*100%*			*100%*		
Одноставочный, руб./Гкал	01.07.2018 г. – 31.12.2018 г.	1118,27			1337,21		
Отклонение, % к тарифу на 1 полугодие 2018 года		*133,6%*			*128,0%*		
АО «Татэнерго» источник Набережночелнинская ТЭЦ							
Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2018 г.– 30.06.2018 г.	669,00			828,00		
Отклонение, % к тарифу на 31.12.2017		*97,1%*			*98,9%*		
Одноставочный, руб./Гкал	01.07.2018 г. – 31.12.2018 г.	685,22			837,91		
Отклонение, % к тарифу на 1 полугодие 2018 года		*102,4%*			*101,2%*		

Приложение 1

Смета расходов на производство тепловой энергии в режиме комбинированной выработки источниками АО «Татэнерго» на 2018 год

№ п/п	Показатели	2016 год (ФАКТ)	2017 год (УТВЕРЖДЕНО)	2018 год (предложение АО "Татэнерго")						2018 год (заключение Госкомитета)	
		АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго" ВСЕГО	КТЭЦ-1 + ПГУ КТЭЦ-1	КТЭЦ-2 + ПГУ КТЭЦ-2	ЗГРЭС	НЧТЭЦ	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)	АО "Татэнерго" ВСЕГО	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I.	**Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего**	**5 442 593,94**	**5 260 037,57**	**5 706 849,90**	**1 025 074,63**	**1 686 899,35**	**199 315,75**	**2 795 560,17**	**108,49%**	**5 424 653,02**	**103,1%**
1.1	Расходы на сырьё и материалы	49 677,73	27 565,75	30 122,88	12 906,07	7 270,81	820,73	9 125,29	109,28%	30 544,16	110,8%
1.2	Расходы на топливо	3 787 977,16	3 954 547,98	4 110 123,84	796 518,07	1 107 141,97	158 410,22	2 048 053,58	103,93%	4 109 470,49	103,92%
1.3	Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	3 814,35	9 801,07	7 196,22	622,23	3 668,43	202,56	2 703,00	73,42%	4 383,45	44,72%
1.4	Расходы на холодную воду	15 884,02	17 764,82	40 928,83	2 710,63	15 908,33	158,40	22 151,47	230,39%	19 302,24	108,65%
1.6	Амортизация основных средств и нематериальных активов	381 858,28	246 063,12	431 040,48	43 141,85	289 320,00	10 723,05	87 855,58	175,17%	215 680,67	87,65%
1.7	Оплата труда	475 841,32	394 491,95	413 592,05	55 021,91	60 266,93	6 978,21	291 325,00	104,84%	416 611,13	105,61%
1.8	Отчисления на социальные нужды	138 790,88	110 457,75	124 904,80	16 616,62	18 200,61	2 107,42	87 980,15	113,08%	116 651,12	105,61%
1.9	Ремонт основных средств	290 812,43	217 645,64	226 642,55	18 935,16	48 492,40	8 576,50	150 638,48	104,13%	229 377,96	105,39%

№ п/п	Показатели	2016 год (ФАКТ)	2017 год (УТВЕРЖДЕНО)	2018 год (предложение АО "Татэнерго")						2018 год (заключение Госкомитета)	
		АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго" ВСЕГО	КТЭЦ-1 + ПГУ КТЭЦ-1	КТЭЦ-2 + ПГУ КТЭЦ-2	ЗГРЭС	НЧТЭЦ	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)	АО "Татэнерго" ВСЕГО	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.11	Расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями	46 261,05	24 615,74	25 811,65	3 463,55	5 185,99	473,55	16 688,56	104,86%	26 099,65	106,03%
1.12	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	155 212,21	144 503,75	154 207,84	40 224,46	57 514,98	5 236,98	51 231,43	106,72%	157 782,80	109,19%%

№ п/п	Показатели	2016 год (ФАКТ)	2017 год (УТВЕРЖДЕНО)	2018 год (предложение АО "Татэнерго")						2018 год (заключение Госкомитета)	
		АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго" ВСЕГО	КТЭЦ-1 + ПГУ КТЭЦ-1	КТЭЦ-2 + ПГУ КТЭЦ-2	ЗГРЭС	НЧТЭЦ	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)	АО "Татэнерго" ВСЕГО	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.13	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	299,70	3 020,14	565,41	88,40	160,62	11,88	304,51	18,72%	546,87	18,11%
1.14	Арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи	148,74	200,29	221,59	73,13	0,00	148,46	0,00	110,63%	200,29	100,00%
1.15	Расходы на служебные командировки	1 749,09	482,01	505,85	70,95	65,03	36,23	333,65	104,95%	508,94	105,59%
1.16	Расходы на обучение персонала	3 050,88	1 729,58	1 835,47	405,42	573,76	66,48	789,82	106,12%	1 870,28	108,13%
1.17	Расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль	10 673,05	2 051,95	9 757,89	1 522,80	1 773,63	350,48	6 110,98	475,54%	2 134,03	104,00%

№ п/п	Показатели	2016 год (ФАКТ)	2017 год (УТВЕРЖДЕНО)	2018 год (предложение АО "Татэнерго")						2018 год (заключение Госкомитета)	
		АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго" ВСЕГО	КТЭЦ-1 + ПГУ КТЭЦ-1	КТЭЦ-2 + ПГУ КТЭЦ-2	ЗГРЭС	НЧТЭЦ	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)	АО "Татэнерго" ВСЕГО	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.18	Другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, в том числе	80 543,06	105 096,02	129 392,54	32 753,39	71 355,85	5 014,61	20 268,69	123,12%	93 488,94	88,96%
1.19	Налог на имущество организаций	45 462,32	44 498,18	75 448,66	11 708,91	51 937,65	925,77	10 876,32	169,55%	42 213,37	94,87%
1.20	Земельный налог (арендная плата за землю)	28 385,97	44 529,46	37 411,65	8 098,25	19 387,75	547,47	9 378,18	84,02%	34 794,63	78,14%
1.21	Транспортный налог	34,82	44,63	49,95	4,97	30,46	0,51	14,01	111,93%	46,70	104,65%
1.22	Водный налог	6 659,95	16 023,75	16 482,29	12 941,25	0,00	3 540,85	0,19	102,86%	16 434,23	102,56%
II.	**Внереализационные расходы, всего**	**234,45**	**406,22**	**433,54**	**113,36**	**135,74**	**16,52**	**167,92**	**106,72%**	**441,78**	**108,75%**
2.1	Расходы на услуги банков	234,45	406,22	433,54	113,36	135,74	16,52	167,92	106,72%	441,78	108,75%
III.	**Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего**	**84 306,55**	**61 383,28**	**60 344,31**	**19 137,88**	**18 500,87**	**537,86**	**22 167,69**	**98,31%**	**58 670,43**	**95,58%**
	Денежные выплаты социального характера (по Коллективному договору)	24 824,80	6 515,27	11 153,56	10 734,05	8 781,22	334,35	-8 696,05	171,19%	11 144,79	171,06%
	Прочие расходы	59 481,74	54 868,01	49 921,32	8 403,83	9 719,66	203,51	30 863,75	90,98%	47 525,64	86,62%
IV.	**Налог на прибыль**	**21 076,64**	**15 345,82**	**15 86,08**	**4 784,47**	**4 625,22**	**134,46**	**5 541,92**	**140,00%**	**14 667,61**	**95,58%**

№ п/п	Показатели	2016 год (ФАКТ)	2017 год (УТВЕРЖДЕНО)	2018 год (предложение АО "Татэнерго")						2018 год (заключение Госкомитета)	
		АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго" ВСЕГО	КТЭЦ-1 + ПГУ КТЭЦ-1	КТЭЦ-2 + ПГУ КТЭЦ-2	ЗГРЭС	НЧТЭЦ	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)	АО "Татэнерго" ВСЕГО	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
V.	**Расчётная предпринимательская прибыль**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**		**0,00**	
VI.	**Выпадающие доходы/экономия средств**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	#ДЕЛ/0!
VII.	**Необходимая валовая выручка**	**5 548 211,57**	**5 337 172,89**	**5 782 713,83**	**1 049 110,34**	**1 710 161,18**	**200 004,60**	**2 823 437,71**	**108,95%**	**5 484 707,56**	**102,76%**
	Корректировка за счет фактической НВВ			***-170 078,32***	***-14 645,41***	***6 207,99***	***17 075,81***	***-178 716,71***		***40 292,61***	
	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы			***45 469,78***	***6 753,40***	***7 793,91***	***1 585,35***	***29 337,12***		***0,00***	
VIII.	**Необходимая валовая выручка С УЧЕТОМ КОРРЕКТИРОВКИ**			**5 685 105,29**	**1 041 218,32**	**1 724 163,08**	**218 665,76**	**2 674 058,12**	**106,61%**	**5 538 725,44**	**103,78%**
IX.	**Объем отпуска тепловой энергии, тыс.Гкал**	**7 429,82**	**7 376,04**	**7 381,03**	**1 354,32**	**1 997,78**	**216,74**	**3 812,20**	**100,07%**	**7 475,93**	**101,35%**
X	**Средний тариф, руб./Гкал**	**746,75**	**723,58**	**783,46**	**447,64**	**856,03**	**922,79**	**740,63**	**108,87%**	**740,87**	**102,3%**

Приложение 1 *(продолжение)*

Смета расходов на производство тепловой энергии в режиме комбинированной выработки источниками АО «Татэнерго» на 2018 год

№ п/п	Показатели	2017 год (УТВЕРЖДЕНО)	2018 год (заключение Госкомитета)					
		АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго"	КТЭЦ-1 + ПГУ КТЭЦ-1	КТЭЦ-2 + ПГУ КТЭЦ-2	ЗГРЭС	НЧТЭЦ	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I.	**Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего**	**5 260 037,57**	**5 424 653,02**	**1 015 394,40**	**1 438 018,94**	**201 505,55**	**2 769 734,12**	**103,1%**
1.1	Расходы на сырьё и материалы	27 565,75	30 544,16	12 868,84	7 758,00	818,36	9 098,96	110,8%
1.2	Расходы на топливо	3 954 547,98	4 109 470,49	797 618,76	1 110 107,75	157 820,56	2 043 923,41	103,92%
1.3	Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	9 801,07	4 383,45	656,99	1 629,28	180,73	1 916,45	44,72%
1.4	Расходы на холодную воду	17 764,82	19 302,24	645,38	3 726,44	165,35	14 765,06	108,65%
1.6	Амортизация основных средств и нематериальных активов	246 063,12	215 680,67	41 852,71	70 717,99	13 221,70	89 888,26	87,65%
1.7	Оплата труда	394 491,95	416 611,13	54 863,20	64 305,22	6 958,08	290 484,64	105,61%
1.8	Отчисления на социальные нужды	110 457,75	116 651,12	15 361,70	18 005,46	1 948,26	81 335,70	105,61%
1.9	Ремонт основных средств	217 645,64	229 377,96	18 880,54	51 741,71	8 551,76	150 203,95	105,39%
1.11	Расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями	24 615,74	26 099,65	3 453,56	5 533,48	472,18	16 640,42	106,03%

№ п/п	Показатели	2017 год (УТВЕРЖДЕНО)	2018 год (заключение Госкомитета)					
		АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго"	КТЭЦ-1 + ПГУ КТЭЦ-1	КТЭЦ-2 + ПГУ КТЭЦ-2	ЗГРЭС	НЧТЭЦ	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.12	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	144 503,75	157 782,80	40 108,43	61 368,86	5 221,87	51 083,64	109,19%%
1.13	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	3 020,14	546,87	83,52	144,35	14,11	304,89	18,11%
1.14	Арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи	200,29	200,29	56,99	0,00	143,31	0,00	100,00%
1.15	Расходы на служебные командировки	482,01	508,94	70,75	69,38	36,12	332,68	105,59%
1.16	Расходы на обучение персонала	1 729,58	1 870,28	404,25	612,20	66,29	787,54	108,13%
1.17	Расходы на страхование производственных объектов, учитываемые при определении налоговой базы по налогу на прибыль	2 051,95	2 134,03	536,79	656,61	48,54	892,08	104,00%
1.18	Другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, в том числе	105 096,02	93 488,94	27 932,01	41 642,19	5 838,31	18 076,43	88,96%
1.19	Налог на имущество организаций	44 498,18	42 213,37	8 086,28	24 232,38	991,64	8 903,07	94,87%

№ п/п	Показатели	2017 год (УТВЕРЖДЕНО)	2018 год (заключение Госкомитета)					
		АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго"	КТЭЦ-1 + ПГУ КТЭЦ-1	КТЭЦ-2 + ПГУ КТЭЦ-2	ЗГРЭС	НЧТЭЦ	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.20	Земельный налог (арендная плата за землю)	44 529,46	34 794,63	7 613,75	17 382,43	639,30	9 159,15	78,14%
1.21	Транспортный налог	44,63	46,70	4,70	27,37	0,61	14,03	104,65%
1.22	Водный налог	16 023,75	16 434,23	12 227,28	0,00	4 206,77	0,19	102,56%
II.	**Внереализационные расходы, всего**	**406,22**	**432,29**	**113,03**	**144,84**	**16,48**	**167,44**	**106,42%**
2.1	Расходы на услуги банков	406,22	441,78	113,03	144,84	16,48	167,44	108,75%
III.	**Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего**	**61 383,28**	**58 670,43**	**10 943,20**	**13 079,82**	**618,55**	**34 028,86**	**95,58%**
	Денежные выплаты социального характера (по Коллективному договору)	6 515,27	11 144,79	2 528,64	3 800,20	374,58	4 441,37	171,06%
	Прочие расходы	54 868,01	47 525,64	8 414,56	9 279,62	243,97	29 587,49	86,62%
IV.	**Налог на прибыль**	**15 345,82**	**14 667,61**	**2 735,80**	**3 269,96**	**154,64**	**8 507,21**	**95,58%**
V.	**Расчётная предпринимательская прибыль**	**0,00**	**0,00**					
VI.	**Выпадающие доходы/экономия средств**	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	#ДЕЛ/0!
VII.	**Необходимая валовая выручка**	**5 337 172,89**	**5 484 707,56**	**1 029 186,44**	**1 454 513,56**	**202 295,21**	**2 812 437,63**	**102,76%**
	Корректировка за счет фактической НВВ		***40 292,61***	***-9 763,40***	***126 707,78***	***5 671,65***	***-82 323,42***	
	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы		***0,00***					
VIII.	**Необходимая валовая выручка С УЧЕТОМ КОРРЕКТИРОВКИ**		**5 538 725,44**	**1 019 423,04**	**1 581 221,34**	**207 966,86**	**2 730 114,21**	**103,78%**

№ п/п	Показатели	2017 год (УТВЕРЖДЕНО)	2018 год (заключение Госкомитета)					
		АО "Татэнерго"	АО "Татэнерго"	КТЭЦ-1 + ПГУ КТЭЦ-1	КТЭЦ-2 + ПГУ КТЭЦ-2	ЗГРЭС	НЧТЭЦ	Отклонение, % (2018 кор/2017 утв)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
IX.	**Объем отпуска тепловой энергии, тыс.Гкал**	**7 376,04**	**7 475,93**	**1 307,81**	**1 940,62**	**216,74**	**4 010,76**	**101,35%**
X	**Средний тариф, руб./Гкал**	**723,58**	**740,87**	**779,49**	**814,80**	**959,53**	**680,70**	**102,3%**

Расчет расходов на топливо АО «Татэнерго» 1 полугодие 2018 года

№ п/п	Показатели	Единица измерения	АО "Татэнерго"				
			Всего	Казанская ТЭЦ1	Казанская ТЭЦ2	Заинская ГРЭС	Набережночелнинская ТЭЦ
1	Выработка электроэнергии, всего	млн.кВтч	4 420,12	398,024	1 091,104	1 100,640	1 830,355
2	Расход электроэнергии на собств. нужды:	млн.кВтч	396,29	62,77	86,28	79,43	167,81
2.1	на производство электроэнергии	млн.кВтч	257,80	34,77	52,78	73,40	96,86
2.1.1	то же в % к выработке электроэнергии	%	5,83	8,74	4,84	6,67	5,29
2.2	на производство теплоэнергии	млн.кВтч	138,48	28,00	33,49	6,03	70,96
2.2.1	то же в кВтч/Гкал	кВтч/Гкал	31,17	35,94	30,44	45,76	29,19
3	Отпуск электроэнергии с шин	млн.кВтч	4 023,83	335,25	1 004,83	590,38	1 662,54
4	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	млн.кВтч	2,88	0,35	0,62	1,50	0,40
4.1	то же в % к отпуску с шин	%	0,07	0,10	0,06	0,25	0,02
5	Расход электроэнергии на потери в трансформаторах	млн.кВтч	40,90	4,08	7,15	17,83	11,85
5.1	то же в % к отпуску с шин	%	1,02	1,22	0,71	3,02	0,71
6	**Полезный отпуск электроэнергии в сеть**	**млн.кВтч**	**3 980,06**	**330,83**	**997,06**	**571,05**	**1 650,29**
7	Отпуск теплоэнергии с коллекторов	тыс.Гкал	4 442,39600	779,1320	1 100,2660	131,7940	2 431,2040
8	Отпуск теплоэнергии на собств. нужды:	тыс.Гкал	16,46	2,45	1,72	7,27	5,03
8.1	то же в % к выработке теплоэнергии	%	0,37	0,3146	0,1565	5,5124	0,2067
9	**Отпуск теплоэнергии в сеть**	**тыс.Гкал**	**4 425,9320**	**776,6810**	**1 098,5440**	**124,5290**	**2 426,1780**
10	Отпуск э/э с шин	млн.кВтч	4 023,83	335,25	1 004,83	590,38	1 662,54
11	Нормативный уд. расход усл.топлива на пр-во э/э	г/кВтч	257,95	312,55	232,39	368,22	290,09
12	**Расход усл. топлива на пр-во э/э**	**тыс.тут**	**1 037,96**	**104,78**	**233,51**	**217,39**	**482,28**
13	Выработка теплоэнергии	тыс.Гкал	4 442,40	779,13	1 100,27	131,79	2 431,20
14	Нормативный уд. расход усл.топлива на пр-во т/э	кг/Гкал	135,16	147,41	141,61	169,46	126,45
15	**Итого расход усл. топлива на пр-во т/э**	**тыс.тут**	**600,41**	**114,85**	**155,81**	**22,33**	**307,42**
16	Расход т.у.т., всего	тыс.тут	1 638,37	219,64	389,32	239,72	789,70
17	Удельный вес расхода топлива на т/э (п.15/п.16)	%	36,65	52,29	40,02	9,32	38,93
18	**РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА**	тыс.тут	1 638,37	219,64	389,32	239,72	789,70
18.1	уголь всего, в том числе:	тыс.тут	2,61	0,00	2,61	0,00	0,00
18.1.1	Кузнецкий	тыс.тут	2,61	0,00	2,61	0,00	0,00
18.2	мазут	тыс.тут	49,23	5,93	0,00	11,00	32,30
18.3	газ всего, в том числе:	тыс.тут	1 586,53	213,71	386,71	228,72	757,40
18.3.1	Газ лимитный	тыс.тут	1 586,53	213,71	386,71	228,72	757,40
18.3.2	Газ сверхлимитный	тыс.тут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18.3.3	Газ коммерческий	тыс.тут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18.4	др.виды топлива	тыс.тут	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18.5	на производство т/э	тыс.тут	600,41	114,85	155,81	22,33	307,42
19	**ДОЛЯ**	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
19.1	уголь всего, в том числе:	%	0,16	0,00	0,67	0,00	0,00

№ п/п	Показатели	Единица измерения	АО "Татэнерго"				
			Всего	Казанская ТЭЦ1	Казанская ТЭЦ2	Заинская ГРЭС	Набережночелнинская ТЭЦ
19.1.0							
19.1.1	Кузнецкий	%	0,16		0,67		
19.2	мазут	%	3,00	2,70		4,59	4,09
19.3	газ всего, в том числе:	%	96,84	97,30	99,33	95,41	95,91
19.3.1	Газ лимитный	%	96,84	97,30	99,33	95,41	95,91
20	**ПЕРЕВОДНОЙ КОЭФФИЦИЕНТ**						
20.1	уголь всего, в том числе:		0,99	0,00	0,99	0,00	0,00
20.1.1	Кузнецкий		0,99		0,99		
20.2	мазут		1,38	1,38		1,38	1,38
20.3	газ всего, в том числе:		1,15	1,16	1,16	1,14	1,16
20.3.1	Газ лимитный		1,15	1,16	1,16	1,14	1,16
21	**РАСХОД НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА**						
21.1	уголь всего, в том числе:	тыс. тнт	2,63	0,00	2,63	0,00	0,00
21.1.1	Кузнецкий	тыс. тнт	2,63	0,00	2,63	0,00	0,00
21.2	мазут	тыс. тнт	35,68	4,30	0,00	7,97	23,40
21.3	газ всего, в том числе:	млн.куб.м	1 374,02	184,63	333,29	200,82	655,28
21.3.1	Газ лимитный	млн.куб.м	1 374,02	184,63	333,29	200,82	655,28
22	**ЦЕНА НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА**						
22.1	уголь всего, в том числе:	руб/тнт	2 269,36	0,00	2 269,36	0,00	0,00
22.1.1	Кузнецкий	руб/тнт	2 269,36		2 269,36		
22.2	мазут	руб/тнт	4 185,93	5 851,95		4 246,77	3 859,32
22.3	газ всего, в том числе:	руб/тыс.куб. м	4 097,96	4 107,94	4 117,86	4 042,12	4 102,14
22.3.1	Газ лимитный	руб/тыс.куб. м	4 097,96	4 107,94	4 117,86	4 042,12	4 102,14
23	**СТОИМОСТЬ НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА**	тыс.руб	5 785 984,60	783 600,03	1 378 434,30	845 587,92	2 778 362,34
23.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	5 976,97	0,00	5 976,97	0,00	0,00
23.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	5 976,97	0,00	5 976,97	0,00	0,00
23.2	мазут	тыс.руб	149 334,56	25 147,21	0,00	33 860,85	90 326,50
23.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	5 630 673,07	758 452,82	1 372 457,33	811 727,07	2 688 035,85
23.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	5 630 673,07	758 452,82	1 372 457,33	811 727,07	2 688 035,85
24	**СТОИМОСТЬ НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ПРОИЗВОДСТВО Т/Э ПО ВИДАМ ТОПЛИВА**	тыс.руб	2 121 773,83	409 758,13	551 658,29	78 780,07	1 081 577,33
24.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	2 392,02	0,00	2 392,02	0,00	0,00
24.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	2 392,02	0,00	2 392,02	0,00	0,00
24.2	мазут	тыс.руб	51 467,43	13 149,92	0,00	3 154,68	35 162,83
24.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	2 067 914,37	396 608,22	549 266,27	75 625,39	1 046 414,50
24.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	2 067 914,37	396 608,22	549 266,27	75 625,39	1 046 414,50
25	**ТАРИФ Ж/Д ПЕРЕВОЗКИ / ТАРИФ ГРО, ПССУ**						
25.1	уголь всего, в том числе:	руб/тнт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25.1.1	Кузнецкий	руб/тнт	0,00				
25.2	мазут	руб/тнт	0,00				
25.3	газ всего, в том числе:	руб/тыс.куб. м	483,37	580,88	463,85	489,82	463,85

№ п/п	Показатели	Единица измерения	АО "Татэнерго"				
			Всего	Казанская ТЭЦ1	Казанская ТЭЦ2	Заинская ГРЭС	Набережночелнинская ТЭЦ
25.3.1	Газ лимитный	руб/тыс.куб. м	483,37	580,88	463,85	489,82	463,85
26	**СТОИМОСТЬ Ж/Д ПЕРЕВОЗКИ**	тыс.руб	664 160,47	107 248,42	154 598,48	98 363,32	303 950,26
26.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26.2	мазут	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	664 160,47	107 248,42	154 598,48	98 363,32	303 950,26
26.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	664 160,47	107 248,42	154 598,48	98 363,32	303 950,26
26.3.2	Газ сверхлимитный	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26.5	на производство т/э	тыс.руб	245 441,05	56 082,07	61 871,31	9 164,12	118 323,55
27	**СТОИМОСТЬ Ж/Д ПЕРЕВОЗКИ НА ПРОИЗВОДСТВО Т/Э ПО ВИДАМ ТОПЛИВА**	тыс.руб	245 441,05	56 082,07	61 871,31	9 164,12	118 323,55
27.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27.2	мазут	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	245 441,05	56 082,07	61 871,31	9 164,12	118 323,55
27.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	245 441,05	56 082,07	61 871,31	9 164,12	118 323,55
28	**СТОИМОСТЬ НАТУР.ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПЕРЕВОЗКИ**	тыс.руб	6 450 145,07	890 848,46	1 533 032,78	943 951,24	3 082 312,60
28.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	5 976,97	0,00	5 976,97	0,00	0,00
28.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	5 976,97	0,00	5 976,97	0,00	0,00
28.2	мазут	тыс.руб	149 334,56	25 147,21	0,00	33 860,85	90 326,50
28.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	6 294 833,54	865 701,25	1 527 055,81	910 090,39	2 991 986,10
28.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	6 294 833,54	865 701,25	1 527 055,81	910 090,39	2 991 986,10
28.5	на производство т/э	тыс.руб	**2 367 214,88**	465 840,20	613 529,60	87 944,19	1 199 900,89
29	**ЦЕНА УСЛОВНОГО ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПЕРЕВОЗКИ**	руб/тут	3 936,92	4 056,01	3 937,71	3 937,72	3 903,16
29.1	уголь всего, в том числе:	руб/тут	2 291,39	0,00	2 291,39	0,00	0,00
29.1.1	Кузнецкий	руб/тут	2 291,39	0,00	2 291,39	0,00	0,00
29.2	мазут	руб/тут	3 033,29	4 240,54	0,00	3 077,37	2 796,61
29.3	газ всего, в том числе:	руб/тут	3 967,66	4 050,89	3 948,82	3 979,10	3 950,35
29.3.1	Газ лимитный	руб/тут	3 967,66	4 050,89	3 948,82	3 979,10	3 950,35
29.5	на производство т/э	руб/тут	3 942,65	4 056,01	3 937,71	3 937,72	3 903,16
30	**ЦЕНА НАТУР. ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПЕРЕВОЗКИ**						
30.1	уголь всего, в том числе:	руб/тнт	2 269,36	0,00	2 269,36	0,00	0,00
30.1.1	Кузнецкий	руб/тнт	2 269,36	0,00	2 269,36	0,00	0,00
30.2	мазут	руб/тнт	4 185,93	5 851,95	0,00	4 246,77	3 859,32
30.3	газ всего, в том числе:	руб/тыс.куб. м	4 581,33	4 688,82	4 581,71	4 531,94	4 565,99
30.3.1	Газ лимитный	руб/тыс.куб. м	4 581,33	4 688,82	4 581,71	4 531,94	4 565,99
31	Топливная составляющая тарифа	руб/тыс.Гкал	534,85	599,78	558,49	706,21	494,56

Расчет расходов на топливо АО «Татэнерго» 2 полугодие 2018 года

№ п/п	Показатели	Единица измерения	АО "Татэнерго"				
			Всего	Казанская ТЭЦ1	Казанская ТЭЦ2	Заинская ГРЭС	Набережночелнинская ТЭЦ
1	Выработка электроэнергии, всего	млн.кВтч	4 940,67	851,822	1 029,804	1 449,330	1 609,715
2	Расход электроэнергии на собств. нужды:	млн.кВтч	413,06	79,41	82,65	101,05	149,95
2.1	на производство электроэнергии	млн.кВтч	293,06	53,60	51,37	95,95	92,13
2.1.1	то же в % к выработке электроэнергии	%	5,93	6,29	4,99	6,62	5,72
2.2	на производство теплоэнергии	млн.кВтч	120,01	25,80	31,28	5,11	57,82
2.2.1	то же в кВтч/Гкал	кВтч/Гкал	39,16	48,43	37,09	51,55	36,38
3	Отпуск электроэнергии с шин	млн.кВтч	4 527,61	772,42	947,15	1 348,28	1 459,76
4	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	млн.кВтч	2,97	0,33	0,63	1,57	0,45
4.1	то же в % к отпуску с шин	%	0,07	0,04	0,07	0,12	0,03
5	Расход электроэнергии на потери в трансформаторах	млн.кВтч	40,13	5,91	6,36	15,80	12,06
5.1	то же в % к отпуску с шин	%	0,89	0,76	0,67	1,17	0,83
6	**Полезный отпуск электроэнергии в сеть**	**млн.кВтч**	**4 484,51**	**766,18**	**940,16**	**1 330,91**	**1 447,26**
7	Отпуск теплоэнергии с коллекторов	тыс.Гкал	3 064,6409	532,7680	843,43	99,08	1 589,37
8	Отпуск теплоэнергии на собств. нужды:	тыс.Гкал	14,64	1,64	1,35	6,87	4,78
8.1	то же в % к выработке теплоэнергии	%	0,48	0,31	0,16	6,93	0,30
9	**Отпуск теплоэнергии в сеть**	**тыс.Гкал**	**3 050,0009**	**531,1320**	**842,0760**	**92,2090**	**1 584,5839**
10	Отпуск э/э с шин	млн.кВтч	4 527,61	772,42	947,15	1 348,28	1 459,76
11	Нормативный уд. расход усл.топлива на пр-во э/э	г/кВтч	300,66	244,21	232,57	374,35	306,66
12	**Расход усл. топлива на пр-во э/э**	**тыс.тут**	**1 361,28**	**188,63**	**220,28**	**504,72**	**447,65**
13	Выработка теплоэнергии	тыс.Гкал	3 064,64	532,77	843,43	99,08	1 589,37
14	Нормативный уд. расход усл.топлива на пр-во т/э	кг/Гкал	138,66	148,25	143,95	171,18	130,61
15	**Итого расход усл. топлива на пр-во т/э**	**тыс.тут**	**424,94**	**78,98**	**121,41**	**16,96**	**207,59**
16	Расход т.у.т., всего	тыс.тут	1 786,22	267,61	341,69	521,68	655,23
17	Удельный вес расхода топлива на т/э (п.15/п.16)	%	23,79	29,51	35,53	3,25	31,68
18	**РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА**	тыс.тут	1 786,22	267,61	341,69	521,68	655,23
18.1	уголь всего, в том числе:	тыс.тут	0,92	0,00	0,92	0,00	0,00
18.1.1	Кузнецкий	тыс.тут	0,92	0,00	0,92	0,00	0,00
18.2	мазут	тыс.тут	19,92	1,28	0,00	3,21	15,44
18.3	газ всего, в том числе:	тыс.тут	1 765,38	266,34	340,77	518,48	639,79
18.3.1	Газ лимитный	тыс.тут	1 765,38	266,34	340,77	518,48	639,79
18.5	на производство т/э	тыс.тут	424,94	78,98	121,41	16,96	207,59
19	**ДОЛЯ**	%	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
19.1	уголь всего, в том числе:	%	0,05	0,00	0,27	0,00	0,00
19.1.1	Кузнецкий	%	0,05		0,27		
19.2	мазут	%	1,12	0,48	0,00	0,61	2,36
19.3	газ всего, в том числе:	%	98,83	99,52	99,73	99,39	97,64

№ п/п	Показатели	Единица измерения	АО "Татэнерго"				
			Всего	Казанская ТЭЦ1	Казанская ТЭЦ2	Заинская ГРЭС	Набережночелнинская ТЭЦ
19.3.1	Газ лимитный	%	98,83	99,52	99,73	99,39	97,64
20	**ПЕРЕВОДНОЙ КОЭФФИЦИЕНТ**						
20.1	уголь всего, в том числе:		0,99	0,00	0,99	0,00	0,00
20.1.1	Кузнецкий		0,99		0,99		
20.2	мазут		1,38	1,38		1,38	1,38
20.3	газ всего, в том числе:		1,15	1,16	1,16	1,14	1,16
20.3.1	Газ лимитный		1,15	1,16	1,16	1,14	1,16
21	**РАСХОД НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА**						
21.1	уголь всего, в том числе:	тыс. тнт	0,93	0,00	0,93	0,00	0,00
21.1.1	Кузнецкий	тыс. тнт	0,93	0,00	0,93	0,00	0,00
21.2	мазут	тыс. тнт	14,44	0,92	0,00	2,32	11,19
21.3	газ всего, в том числе:	млн.куб.м	1 532,66	230,10	293,70	455,33	553,53
21.3.1	Газ лимитный	млн.куб.м	1 532,66	230,10	293,70	455,33	553,53
22	**ЦЕНА НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА**						
22.1	уголь всего, в том числе:	руб/тнт	2 269,36	0,00	2 269,36	0,00	0,00
22.1.1	Кузнецкий	руб/тнт	2 269,36		2 269,36		
22.2	мазут	руб/тнт	4 049,26	5 851,95		4 246,77	3 859,32
22.3	газ всего, в том числе:	руб/тыс.куб.м	4 226,92	4 247,61	4 257,86	4 178,65	4 241,61
22.3.1	Газ лимитный	руб/тыс.куб.м	4 226,92	4 247,61	4 257,86	4 178,65	4 241,61
23	**СТОИМОСТЬ НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА**	тыс.руб	6 538 991,25	982 782,32	1 252 645,84	1 912 528,04	2 391 035,05
23.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	2 102,74	0,00	2 102,74	0,00	0,00
23.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	2 102,74	0,00	2 102,74	0,00	0,00
23.2	мазут	тыс.руб	58 459,11	5 410,17	0,00	9 864,22	43 184,72
23.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	6 478 429,41	977 372,16	1 250 543,10	1 902 663,82	2 347 850,33
23.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	6 478 429,41	977 372,16	1 250 543,10	1 902 663,82	2 347 850,33
23.5	на производство т/э	тыс.руб	1 554 844,01	290 058,90	445 096,14	62 176,51	757 512,45
24	**СТОИМОСТЬ НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ПРОИЗВОДСТВО Т/Э ПО ВИДАМ ТОПЛИВА**	тыс.руб	1 554 844,01	290 058,90	445 096,14	62 176,51	757 512,45
24.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	747,16	0,00	747,16	0,00	0,00
24.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	747,16	0,00	747,16	0,00	0,00
24.2	мазут	тыс.руб	15 598,95	1 596,76	0,00	320,69	13 681,51
24.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	1 538 497,90	288 462,14	444 348,98	61 855,82	743 830,94
24.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	1 538 497,90	288 462,14	444 348,98	61 855,82	743 830,94
25	**ТАРИФ Ж/Д ПЕРЕВОЗКИ / ТАРИФ ГРО, ПССУ**						
25.1	уголь всего, в том числе:	руб/тнт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25.1.1	Кузнецкий	руб/тнт	0,00				
25.2	мазут	руб/тнт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25.3	газ всего, в том числе:	руб/тыс.куб.м	519,46	614,32	493,31	520,16	493,31
25.3.1	Газ лимитный	руб/тыс.куб.м	519,46	614,32	493,31	520,16	493,31
26	**СТОИМОСТЬ Ж/Д ПЕРЕВОЗКИ**	тыс.руб	796 150,45	141 355,22	144 887,20	236 845,03	273 063,00
26.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26.2	мазут	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Показатели	Единица измерения	АО "Татэнерго"				
			Всего	Казанская ТЭЦ1	Казанская ТЭЦ2	Заинская ГРЭС	Набережночелнинская ТЭЦ
26.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	796 150,45	141 355,22	144 887,20	236 845,03	273 063,00
26.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	796 150,45	141 355,22	144 887,20	236 845,03	273 063,00
26.5	на производство т/э	тыс.руб	187 411,60	41 719,65	51 482,01	7 699,86	86 510,07
27	**СТОИМОСТЬ Ж/Д ПЕРЕВОЗКИ НА ПРОИЗВОДСТВО Т/Э ПО ВИДАМ ТОПЛИВА**	тыс.руб	187 411,60	41 719,65	51 482,01	7 699,86	86 510,07
27.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27.2	мазут	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	187 411,60	41 719,65	51 482,01	7 699,86	86 510,07
27.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	187 411,60	41 719,65	51 482,01	7 699,86	86 510,07
28	**СТОИМОСТЬ НАТУР.ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПЕРЕВОЗКИ**	тыс.руб	7 335 141,70	1 124 137,54	1 397 533,04	2 149 373,07	2 664 098,05
28.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	2 102,74	0,00	2 102,74	0,00	0,00
28.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	2 102,74	0,00	2 102,74	0,00	0,00
28.2	мазут	тыс.руб	58 459,11	5 410,17	0,00	9 864,22	43 184,72
28.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	7 274 579,85	1 118 727,37	1 395 430,30	2 139 508,85	2 620 913,33
28.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	7 274 579,85	1 118 727,37	1 395 430,30	2 139 508,85	2 620 913,33
28.5	на производство т/э	тыс.руб	1 742 255,61	331 778,56	496 578,16	69 876,37	844 022,53
29	**ЦЕНА УСЛОВНОГО ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПЕРЕВОЗКИ**	руб/тут	4 106,51	4 200,64	4 090,03	4 120,07	4 065,87
29.1	уголь всего, в том числе:	руб/тут	2 291,39	0,00	2 291,39	0,00	0,00
29.1.1	Кузнецкий	руб/тут	2 291,39	0,00	2 291,39	0,00	0,00
29.2	мазут	руб/тут	2 934,25	4 240,54	0,00	3 077,37	2 796,61
29.3	газ всего, в том числе:	руб/тут	4 120,69	4 200,45	4 094,88	4 126,52	4 096,51
29.3.1	Газ лимитный	руб/тут	4 120,69	4 200,45	4 094,88	4 126,52	4 096,51
29.5	на производство т/э	руб/тут	4 099,99	4 200,64	4 090,03	4 120,07	4 065,87
30	**ЦЕНА НАТУР. ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПЕРЕВОЗКИ**						
30.1	уголь всего, в том числе:	руб/тнт	2 269,36	0,00	2 269,36	0,00	0,00
30.1.1	Кузнецкий	руб/тнт	2 269,36	0,00	2 269,36	0,00	0,00
30.2	мазут	руб/тнт	4 049,26	5 851,95	0,00	4 246,77	3 859,32
30.3	газ всего, в том числе:	руб/тыс.куб.м	4 746,38	4 861,93	4 751,18	4 698,82	4 734,92
30.3.1	Газ лимитный	руб/тыс.куб.м	4 746,38	4 861,93	4 751,18	4 698,82	4 734,92
31	Топливная составляющая тарифа	руб/тыс.Гкал	571,23	624,66	589,71	757,80	532,65

Расчет расходов на топливо АО «Татэнерго» 2018 год

№ п/п	Показатели	Единица измерения	АО "Татэнерго"				
			Всего	Казанская ТЭЦ1	Казанская ТЭЦ2	Заинская ГРЭС	Набережночелнинская ТЭЦ
1	Выработка электроэнергии, всего	млн.кВтч	9 360,79	1 249,85	2 120,91	2 549,97	3 440,07
2	Расход электроэнергии на собств. нужды:	млн.кВтч	809,35	142,18	168,93	180,48	317,76
2.1	на производство электроэнергии	млн.кВтч	550,86	88,37	104,16	169,34	188,99
2.1.1	то же в % к выработке электроэнергии	%	5,88	7,07	4,91	6,64	5,49
2.2	на производство теплоэнергии	млн.кВтч	258,49	53,80	64,77	11,14	128,78
2.2.1	то же в кВтч/Гкал	кВтч/Гкал	34,43	41,01	33,32	48,25	32,03
3	Отпуск электроэнергии с шин	млн.кВтч	8 551,44	1 107,67	1 951,98	2 369,49	3 122,31
4	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	млн.кВтч	5,85	0,68	1,25	3,07	0,85
4.1	то же в % к отпуску с шин	%	0,07	0,06	0,06	0,13	0,03
5	Расход электроэнергии на потери в трансформаторах	млн.кВтч	81,03	9,98	13,51	33,63	23,91
5.1	то же в % к отпуску с шин	%	0,95	0,90	0,69	1,42	0,77
6	**Полезный отпуск электроэнергии в сеть**	**млн.кВтч**	**8 464,56**	**1 097,01**	**1 937,22**	**2 332,79**	**3 097,55**
7	Отпуск теплоэнергии с коллекторов	тыс.Гкал	7 507,0369	1 311,9000	1 943,6960	230,8710	4 020,5699
8	Отпуск теплоэнергии на собств. нужды:	тыс.Гкал	31,10	4,09	3,08	14,13	9,8080
8.1	то же в % к выработке теплоэнергии	%	0,41	0,31	0,16	6,12	0,24
9	**Отпуск теплоэнергии в сеть**	**тыс.Гкал**	**7 475,9329**	**1 307,8130**	**1 940,6200**	**216,7380**	**4 010,762**
10	Отпуск э/э с шин	млн.кВтч	8 551,44	1 107,67	1 951,98	2 369,49	3 122,31
11	Нормативный уд. расход усл.топлива на пр-во э/э	г/кВтч	280,57	264,89	232,48	304,75	297,83
12	**Расход усл. топлива на пр-во э/э**	**тыс.тут**	**2 399,24**	**293,41**	**453,79**	**722,11**	**929,93**
13	Выработка теплоэнергии	тыс.Гкал	**7 507,0369**	1 311,90	1 943,70	230,87	4 020,57
14	Нормативный уд. расход усл.топлива на пр-во т/э	кг/Гкал	**136,59**	**147,75**	**142,63**	**170,20**	**128,09**
15	**Итого расход усл. топлива на пр-во т/э**	**тыс.тут**	**1 025,3538**	**193,83**	**277,22**	**39,29**	**515,00**
16	Расход т.у.т., всего	тыс.тут	3 424,60	487,25	731,01	761,40	1 444,93
17	Удельный вес расхода топлива на т/э (п.15/п.16)	%	29,94	39,78	37,92	5,16	35,64
18	**РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА**	тыс.тут	3 424,60	487,25	731,01	761,40	1 444,93
18.1	уголь всего, в том числе:	тыс.тут	3,53	0,00	3,53	0,00	0,00
18.1.1	Кузнецкий	тыс.тут	3,53	0,00	3,53	0,00	0,00
18.2	мазут	тыс.тут	69,16	7,21	0,00	14,21	47,74
18.3	газ всего, в том числе:	тыс.тут	3 351,91	480,04	727,49	747,20	1 397,19
18.3.1	Газ лимитный	тыс.тут	3 351,91	480,04	727,49	747,20	1 397,19
18.5	на производство т/э	тыс.тут	1 025,35	193,83	277,22	39,29	515,00
19	**ДОЛЯ**	%	100,00000	100,00000	100,00000	100,00000	100,00000
19.1	уголь всего, в том числе:	%	0,10	0,00	**0,48**	0,00	0,00
19.1.1	Кузнецкий	%	0,10	0,00	0,48	0,00	0,00
19.2	мазут	%	**2,02**	**1,48**	**0,00**	**1,87**	**3,30**
19.3	газ всего, в том числе:	%	**97,88**	**98,52**	**99,52**	**98,13**	**96,70**

№ п/п	Показатели	Единица измерения	АО "Татэнерго"				
			Всего	Казанская ТЭЦ1	Казанская ТЭЦ2	Заинская ГРЭС	Набережночелнинская ТЭЦ
19.3.1	Газ лимитный	%	**97,88**	**98,52**	**99,52**	**98,13**	**96,70**
20	**ПЕРЕВОДНОЙ КОЭФФИЦИЕНТ**						
20.1	уголь всего, в том числе:		0,99	0,00	0,99	0,00	0,00
20.1.1	Кузнецкий		0,99	0,00	0,99	0,00	0,00
20.2	мазут		1,38	1,38	0,00	1,38	1,38
20.3	газ всего, в том числе:		1,15	1,16	1,16	1,14	1,16
20.3.1	Газ лимитный		1,15	1,16	1,16	1,14	1,16
21	**РАСХОД НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА**						
21.1	уголь всего, в том числе:	тыс. тнт	3,56	0,00	3,56	0,00	0,00
21.1.1	Кузнецкий	тыс. тнт	3,56	0,00	3,56	0,00	0,00
21.2	мазут	тыс. тнт	50,11	5,22	0,00	10,30	34,59
21.3	газ всего, в том числе:	млн.куб.м	2 906,68	414,73	627,00	656,15	1 208,81
21.3.1	Газ лимитный	млн.куб.м	2 906,68	414,73	627,00	656,15	1 208,81
22	**ЦЕНА НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА**						
22.1	уголь всего, в том числе:	руб/тнт	2 269,36	0,00	2 269,36	0,00	0,00
22.1.1	Кузнецкий	руб/тнт	2 269,36	0,00	2 269,36	0,00	0,00
22.2	мазут	руб/тнт	4 146,56	5 851,95	0,00	4 246,77	3 859,32
22.3	газ всего, в том числе:	руб/тыс.куб.м	4 165,96	4 185,43	4 183,44	4 136,87	4 166,00
22.3.1	Газ лимитный	руб/тыс.куб.м	4 165,96	4 185,43	4 183,44	4 136,87	4 166,00
23	**СТОИМОСТЬ НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА**	тыс.руб	12 324 975,86	1 766 382,36	2 631 080,15	2 758 115,96	5 169 397,39
23.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	8 079,72	0,00	8 079,72	0,00	0,00
23.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	8 079,72	0,00	8 079,72	0,00	0,00
23.2	мазут	тыс.руб	207 793,66	30 557,38	0,00	43 725,07	133 511,21
23.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	12 109 102,48	1 735 824,98	2 623 000,43	2 714 390,89	5 035 886,18
23.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	12 109 102,48	1 735 824,98	2 623 000,43	2 714 390,89	5 035 886,18
23.5	на производство т/э	тыс.руб	3 676 617,83	699 817,03	996 754,43	140 956,58	1 839 089,78
24	**СТОИМОСТЬ НАТУРАЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ПРОИЗВОДСТВО Т/Э ПО ВИДАМ ТОПЛИВА**	тыс.руб	3 676 617,83	699 817,03	996 754,43	140 956,58	1 839 089,78
24.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	3 060,91	0,00	3 060,91	0,00	0,00
24.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	3 060,91	0,00	3 060,91	0,00	0,00
24.2	мазут	тыс.руб	61 839,64	12 106,42	0,00	2 234,62	47 498,59
24.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	3 611 717,29	687 710,61	993 693,53	138 721,96	1 791 591,19
24.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	3 611 717,29	687 710,61	993 693,53	138 721,96	1 791 591,19
25	**ТАРИФ Ж/Д ПЕРЕВОЗКИ / ТАРИФ ГРО, ПССУ**						
25.1	уголь всего, в том числе:	руб/тнт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25.1.1	Кузнецкий	руб/тнт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25.2	мазут	руб/тнт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Показатели	Единица измерения	АО "Татэнерго"				
			Всего	Казанская ТЭЦ1	Казанская ТЭЦ2	Заинская ГРЭС	Набережночелнинская ТЭЦ
25.3	газ всего, в том числе:	руб/тыс.куб.м	502,40	599,43	477,65	510,87	477,34
25.3.1	Газ лимитный	руб/тыс.куб.м	502,40	599,43	477,65	510,87	477,34
26	**СТОИМОСТЬ Ж/Д ПЕРЕВОЗКИ**	тыс.руб	1 460 310,92	248 603,64	299 485,67	335 208,35	577 013,25
26.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26.2	мазут	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	1 460 310,92	248 603,64	299 485,67	335 208,35	577 013,25
26.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	1 460 310,92	248 603,64	299 485,67	335 208,35	577 013,25
26.5	на производство т/э	тыс.руб	432 852,66	97 801,73	113 353,32	16 863,98	204 833,63
27	**СТОИМОСТЬ Ж/Д ПЕРЕВОЗКИ НА ПРОИЗВОДСТВО Т/Э ПО ВИДАМ ТОПЛИВА**	тыс.руб	432 852,66	97 801,73	113 353,32	16 863,98	204 833,63
27.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27.2	мазут	тыс.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	432 852,66	97 801,73	113 353,32	16 863,98	204 833,63
27.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	432 852,66	97 801,73	113 353,32	16 863,98	204 833,63
28	**СТОИМОСТЬ НАТУР.ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПЕРЕВОЗКИ**	тыс.руб	13 785 286,77	2 014 986,00	2 930 565,82	3 093 324,31	5 746 410,65
28.1	уголь всего, в том числе:	тыс.руб	8 079,72	0,00	8 079,72	0,00	0,00
28.1.1	Кузнецкий	тыс.руб	8 079,72	0,00	8 079,72	0,00	0,00
28.2	мазут	тыс.руб	207 793,66	30 557,38	0,00	43 725,07	133 511,21
28.3	газ всего, в том числе:	тыс.руб	13 569 413,39	1 984 428,62	2 922 486,10	3 049 599,24	5 612 899,43
28.3.1	Газ лимитный	тыс.руб	13 569 413,39	1 984 428,62	2 922 486,10	3 049 599,24	5 612 899,43
28.5	на производство т/э	тыс.руб	4 109 470,49	797 618,76	1 110 107,75	157 820,56	2 043 923,41
29	**ЦЕНА УСЛОВНОГО ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПЕРЕВОЗКИ**	руб/тут	4 025,38	4 135,45	4 008,91	4 062,66	3 976,95
29.1	уголь всего, в том числе:	руб/тут	2 291,39	0,00	2 291,39	0,00	0,00
29.1.1	Кузнецкий	руб/тут	2 291,39	0,00	2 291,39	0,00	0,00
29.2	мазут	руб/тут	3 004,75	4 240,54	0,00	3 077,37	2 796,61
29.3	газ всего, в том числе:	руб/тут	4 048,26	4 133,87	4 017,24	4 081,39	4 017,28
29.3.1	Газ лимитный	руб/тут	4 048,26	4 133,87	4 017,24	4 081,39	4 017,28
29.5	на производство т/э	руб/тут	4 007,86	4 114,94	4 004,42	4 016,42	3 968,75
30	**ЦЕНА НАТУР. ТОПЛИВА С УЧЕТОМ ПЕРЕВОЗКИ**						
30.1	уголь всего, в том числе:	руб/тнт	2 269,36	0,00	2 269,36	0,00	0,00
30.1.1	Кузнецкий	руб/тнт	2 269,36	0,00	2 269,36	0,00	0,00
30.2	мазут	руб/тнт	4 146,56	5 851,95	0,00	4 246,77	3 859,32
30.3	газ всего, в том числе:	руб/тыс.куб.м	4 668,36	4 784,87	4 661,09	4 647,74	4 643,34
30.3.1	Газ лимитный	руб/тыс.куб.м	4 668,36	4 784,87	4 661,09	4 647,74	4 643,34
31	Топливная составляющая тарифа	руб/тыс.Гкал	549,69	609,89	572,04	728,16	509,61

№ п/п	Показатели	Единица измерения	АО "Татэнерго"				
			Всего	Казанская ТЭЦ1	Казанская ТЭЦ2	Заинская ГРЭС	Набережночелнинская ТЭЦ
32	K выработки 1 полугодия		0,59	0,59	0,57	0,57	0,60
33	K выработки 2 полугодия		0,41	0,41	0,43	0,43	0,40

Заключение
по уровню цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей
Республики Татарстан на 2018 год

В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», пунктом 4 Правил Государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178, Государственному комитету Республики Татарстан по тарифам необходимо установить тарифы на электрическую энергию на очередной год в рамках предельных уровней тарифов, установленных Федеральной антимонопольной службой (далее – ФАС России).

В соответствии с приказом Федеральной антимонопольной службы от 13 октября 2017 г. № 1354/17 «О предельных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность) на 2018 год» по Республике Татарстан установлены следующие предельные уровни в размере (с учетом НДС):

с 1 января по 30 июня 2018 г.:

минимальный – 355,00 коп./кВт·ч, что составляет 99,72 % к установленному во 2-м полугодии 2017 г;

максимальный – 356,00 коп./кВт·ч, составляет 100,00 % к установленному во 2-м полугодии 2017 г.

с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.:

минимальный – 369,00 коп./кВт·ч, что составляет 103,65 % к установленному во 2-м полугодии 2017 г;

максимальный – 373,00 коп./ кВт·ч, что составляет 104,78 % к установленному во 2-м полугодии 2017 г.

Расчеты произведены в соответствии с макроэкономическими показателями Прогноза социально–экономического развития Российской Федерации на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов, опубликованного на официальном сайте Министерства экономического развития Российской Федерации.

Учитывая необходимость соблюдения действующего законодательства в области электроэнергетики, а также в целях определения стоимости набора жилищно-коммунальных услуг для населения предлагается:

- установить с 1 января 2018 г. по 31 декабря 2018 г. цены (тарифы) на электрическую энергию для населения Республики Татарстан с календарной разбивкой согласно приложению 1.

- установить с 1 января 2018 г. по 31 декабря 2018 г. цены (тарифы) на электрическую энергию для приравненных к населению категорий потребителей Республики Татарстан с календарной разбивкой согласно приложению 2.

Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения Республики Татарстан на 2018 год с календарной разбивкой

№ п/п	Показатель (группы потребителей с разбивкой по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	с 01.01.2018 по 30.06.2018	с 01.07.2018 по 31.12.2018
			Цена (тариф)	Цена (тариф)
1	Население (тарифы указаны с учетом НДС)			
1.1	Население, за исключением указанного в пунктах 2 и 3 настоящего приложения			
1.1.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	3,56	3,69
1.1.2	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток <1>			
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб./кВт·ч	4,09	4,24
	Ночная зона	руб./кВт·ч	2,49	2,58
1.1.3	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток <1>			
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	4,34	4,50
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	3,56	3,69
	Ночная зона	руб./кВт·ч	2,49	2,58
2	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками (тарифы указаны с учетом НДС) <2>			
2.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,49	2,58
2.2	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток <1>			
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб./кВт·ч	2,86	2,96
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,74	1,80
2.3	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток <1>			
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	3,03	3,15
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	2,49	2,58
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,74	1,80
3	Население, проживающее в сельских населенных пунктах (тарифы указаны с учетом НДС) <3>			
3.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,49	2,58
3.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток <1>			
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб./кВт·ч	2,86	2,96
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,74	1,80
3.3	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток <1>			
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	3,03	3,15
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	2,49	2,58
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,74	1,80

Примечание. В соответствии с пунктом 71(1) Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178 и Формой принятия решения органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (Приложение № 14), утвержденной приказом ФСТ России от 28.03.2013 № 313-э, цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность) устанавливаются и применяются равными ценам (тарифам), установленным для населения, в отношении следующих приравненных к населению категорий потребителей:

исполнители коммунальных услуг (товарищества собственников жилья, жилищно-строительные, жилищные или иные специализированные потребительские кооперативы либо управляющие организации), приобретающие электрическую энергию (мощность) для

предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям жилых помещений и содержания общего имущества многоквартирных домов;

наймодатели (или уполномоченные ими лица), предоставляющие гражданам жилые помещения специализированного жилищного фонда, включая жилые помещения в общежитиях, жилые помещения маневренного фонда, жилые помещения в домах системы социального обслуживания населения, жилые помещения фонда для временного поселения вынужденных переселенцев, жилые помещения фонда для временного проживания лиц, признанных беженцами, а также жилые помещения для социальной защиты отдельных категорий граждан, приобретающие электрическую энергию (мощность) для предоставления коммунальных услуг пользователям таких жилых помещений в объемах потребления электрической энергии населением и содержания мест общего пользования в домах, в которых имеются жилые помещения специализированного жилого фонда;

юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии;

гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи населению и приравненным к нему категориям потребителей в объемах фактического потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей и объемах электроэнергии, израсходованной на места общего пользования в целях потребления на коммунально-бытовые нужды граждан и не используемой для осуществления коммерческой (профессиональной) деятельности.

<1> Интервалы тарифных зон суток (по месяцам календарного года) утверждаются Федеральной антимонопольной службой.

<2> К ценам (тарифам) на электрическую энергию для населения, проживающего в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами для пищеприготовления и (или) электроотопительными установками, применяется понижающий коэффициент в соответствии с постановлением Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 03.11.2017 № 3-3/э «О применении понижающих коэффициентов к ценам (тарифам) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Республики Татарстан на 2018 год».

<3> К ценам (тарифам) на электрическую энергию для населения, проживающего в сельских населенных пунктах, применяется понижающий коэффициент в соответствии с постановлением Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 03.11.2017 № 3-3/э «О применении понижающих коэффициентов к ценам (тарифам) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Республики Татарстан на 2018 год».

Экспертное заключение 31

Приложение 2

Цены (тарифы) на электрическую энергию для приравненных к населению категорий потребителей Республики Татарстан на 2018 год с календарной разбивкой

Таблица 1

№ п/п	Показатель (группы потребителей с разбивкой по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	с 01.01.2018 по 30.06.2018	с 01.07.2018 по 31.12.2018
			Цена (тариф)	Цена (тариф)
1.	Потребители, приравненные к населению, за исключением указанных в таблице 2 настоящего приложения (тарифы указаны с учетом НДС)			
1.1.	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	3,56	3,69
1.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток <1>			
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб./кВт·ч	4,09	4,24
	Ночная зона	руб./кВт·ч	2,49	2,58
1.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток <1>			
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	4,34	4,50
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	3,56	3,69
	Ночная зона	руб./кВт·ч	2,49	2,58

Таблица 2

№ п/п	Показатель (группы потребителей с разбивкой по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	с 01.01.2018 по 30.06.2018		с 01.07.2018 по 31.12.2018	
			Цена (тариф)		Цена (тариф)	
			для потребителей находящихся в городских населенных пунктах в помещениях, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами для пище приготовления и (или) электроотпительными установками	для потребителей, находящихся в сельских населенных пунктах	для потребителей находящихся в городских населенных пунктах в помещениях, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами для пище приготовления и (или) электроотпительными установками	для потребителей, находящихся в сельских населенных пунктах
1	Потребители, приравненные к населению (тарифы указаны с учетом НДС)					
1.1	Садоводческие, огороднические или дачные некоммерческие объединения граждан - некоммерческие организации, учрежденные гражданами на добровольных началах для содействия ее членам в решении общих социально-хозяйственных задач ведения садоводства, огородничества и дачного хозяйства <2>					
1.1.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,49	2,49	2,58	2,58
1.1.2	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток <1>					
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб./кВт·ч	2,86	2,86	2,96	2,96
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,74	1,74	1,80	1,80
1.1.3	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток <1>					
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	3,03	3,03	3,15	3,15
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	2,49	2,49	2,58	2,58

	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,74	1,74	1,80	1,80
1.2	Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений <2>					
1.2.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	3,56	3,56	3,69	3,69
1.2.2	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток <1>					
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб./кВт·ч	4,09	4,09	4,24	4,24
	Ночная зона	руб./кВт·ч	2,49	2,49	2,58	2,58
1.2.3	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток <1>					
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	4,34	4,34	4,50	4,50
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	3,56	3,56	3,69	3,69
	Ночная зона	руб./кВт·ч	2,49	2,49	2,58	2,58
1.3	Содержащиеся за счет прихожан религиозные организации <2>					
1.3.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	3,56	2,49	3,69	2,58
1.3.2	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток <1>					
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб./кВт·ч	4,09	2,86	4,24	2,96
	Ночная зона	руб./кВт·ч	2,49	1,74	2,58	1,80
1.3.3	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток <1>					
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	4,34	3,03	4,50	3,15
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	3,56	2,49	3,69	2,58
	Ночная зона	руб./кВт·ч	2,49	1,74	2,58	1,80
1.4	Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи). Некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждане, владеющие отдельно стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности <2>					
1.4.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	3,56	3,56	3,69	3,69
1.4.2	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток <1>					
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб./кВт·ч	4,09	4,09	4,24	4,24
	Ночная зона	руб./кВт·ч	2,49	2,49	2,58	2,58
1.4.3	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток <1>					
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	4,34	4,34	4,50	4,50
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	3,56	3,56	3,69	3,69
	Ночная зона	руб./кВт·ч	2,49	2,49	2,58	2,58

<1> Интервалы тарифных зон суток (по месяцам календарного года) утверждаются Федеральной антимонопольной службой.

<2> К ценам (тарифам) на электрическую энергию для приравненных к населению категорий потребителей, находящихся в городских населенных пунктах в помещениях, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами для пищеприготовления и (или) электроотопительными установками, и находящихся в сельских населенных пунктах, применяются понижающие коэффициенты в соответствии с постановлением Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 03.11.2017 № 3-3/э «О применении понижающих коэффициентов к ценам (тарифам) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Республики Татарстан на 2018 год».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями ООО «Экострой Инжиниринг» и ОАО «Сетевая компания» на 2018 год

На основании заявления ООО «Экострой Инжиниринг» об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2018 год (письмо от 21.08.2017 Исх. № 28, Вх. № 4403 от 22.08.2017), приказом Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) от 04.09.2017 № 230 открыто тарифное дело, о чем организация своевременно уведомлена.

ООО «Экострой Инжиниринг» расположено по адресу: 420076, Республика Татарстан, г. Казань, ул.Залесная, д.4.

ИНН 1656058905, КПП 165601001,ОКПО 91217343.

Руководитель организации – директор Рылов Юрий Анатольевич.

Организация применяет **общую систему налогообложения**.

ООО «Экострой Инжиниринг» письмом от 21.08.2017 Исх. № 28, Вх. № 4403 от 22.08.2017 обратилось в Госкомитет с заявлением об установлении тарифов по передаче электрической энергии на 2018 год со следующим предложением:

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,53978	254 973,63	142,66

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,53978	254 973,63	142,66

Расчет тарифов и форма представления предложений соответствуют Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы), Правилам государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации № 1178 (далее – Постановление 1178) и Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 г. № 20-э/2 (далее – Методические указания).

Объекты электросетевого хозяйства сетевой организации.

ООО «Экострой Инжиниринг» оказывает услуги по передаче электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства, находящихся в собственности:

- Однотрансформаторная ТП 1-20 кВ – 3 шт.;
- Двухтрансформаторная ТП 1-20 кВ – 10 шт.;
- КЛ 3-10 кВ – 60,669 км;
- КЛ до 1 кВ – 18,562 км.

Информация по перечню электрооборудования и расчету условных единиц, предоставленная организацией (таблица № П2.1 и таблица № П2.2), согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

Необходимо отметить, что согласно примечанию к таблице № П2.2 в п.2 «Силовые трансформаторы 1-20 кВ» таблицы условные единицы определяются только для трансформаторов, используемых для собственных нужд подстанций 35 – 1150 кВ. В связи с тем, что у ООО «Экострой Инжиниринг» отсутствуют подстанции 35-1 150 кВ, Госкомитет исключает силовые трансформаторы 1-20 кВ в количестве 23 шт. Организацией в данном пункте были учтены трансформаторы, установленные в ТП.

Госкомитетом также были исключены из расчета условных единиц кабельные линии 10 кВ и протяженностью 1,26 км, приобретенные ООО «Экострой Инжиниринг» у ООО «Залесный Сити» по договору купли-продажи от 05.07.2017 № 8/17, так как они не задействованы в деятельности по оказанию услуг передачи электрической энергии.

Исходя из изложенного, электрооборудование ООО «Экострой Инжиниринг» на 2018 год в условных единицах принимается в количестве 476,96.

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.

ООО «Экострой Инжиниринг» за установлением тарифа на услуги по передаче электрической энергии обратилось впервые.

Ответственность за достоверность информации, приведенной в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, несет сетевая организация.

Госкомитетом направлялись запросы о предоставлении дополнительных материалов письмами от 24.10.2017 № 2-31/3003 и от 20.11.2017 № 2-31/3390.

Дополнительные материалы были представлены в Госкомитет письмами от 15.11.2017 № 68 и № 67, от 01.11.2017 № 53 и № 54, от 24.11.2017 № 74,76 и 77, от 28.11.2017 № 79 и № 78.

2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.

ООО «Экострой Инжиниринг» существует с 2013 года, согласно Свидетельству о государственной регистрации в Едином государственном реестре юридических лиц от 29.03.2013 (страница 151).

Осуществление деятельности по оказанию услуг передачи электрической энергии данная организация планирует с 2018 года и данная деятельность станет основным видом.

Деятельность, связанная с передачей электрической энергии, регламентируется Уставом ООО «Экострой Инжиниринг» (страница 35).

Бухгалтерская отчетность за факт 2016 года по иным видам деятельности организацией в тарифном деле не представлена.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:

ООО «Экострой Инжиниринг» представлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН 1, СН 2 и НН на 2018 год (форма П1.4), согласованная с АО «Татэнергосбыт, и не согласованная структура полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей на 2018 год (форма П1.6).

По предложению ООО «Экострой Инжиниринг» величина поступления электрической энергии в сеть на 2018 год составит 14,002 млн.кВтч., полезный отпуск потребителям – 13,102 млн.кВтч, величина потерь по электрическим сетям организации – 0,900 млн.кВтч. (по уровням напряжения: СН2 – 1,99 %, НН – 6,78 %), заявленная мощность потребителей – 2,674 МВт.

Госкомитетом произведен расчет норматива потерь электрической энергии в соответствии с приказом Минэнерго России от 30.09.2014 № 674 (далее – приказ Минэнерго РФ № 674), которые по уровням напряжения составляют СН2 – 6,12 %, НН – 7,27%.

В соответствии с абзацем 11 п.81 Основ ценообразования, для территориальных сетевых организаций, расходы которых впервые учитываются при утверждении в установленном порядке тарифов на услуги по передаче электрической энергии, уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям должен быть определен исходя из условия непревышения по соответствующим уровням напряжения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденных Министерством энергетики Российской Федерации, с учетом показателей, по которым производится дифференциация нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, в соответствии с методикой определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденной Министерством энергетики Российской Федерации.

В связи с тем, что рассчитанный в соответствии с приказом Минэнерго РФ № 674 норматив потерь электроэнергии по уровням напряжения выше, Госкомитет принимает уровень потерь по предложению организации.

На основании заявленной организацией величины технологического расхода (потерь) электрической энергии по уровням напряжения (СН2 и НН) и прогнозного объема поступления электрической энергии в сеть, прогнозная величина потерь по

электрическим сетям ООО «Экострой Инжиниринг» на 2018 год составит 0,9 млн.кВт.ч. Расчет потерь приведен в таблице 1.

Таблица 1. Расчет потерь на 2018 год

Показатели	Единица измерения	Всего	СН-2	НН
Поступление в сеть	млн.кВт.ч	14,002	14,002	9,179
Потери	млн.кВт.ч	0,9	0,278	0,622
Норматив потерь	%	6,43	1,99	6,78
Отпуск из сети	млн.кВт.ч	13,102	4,545	8,557
Трансформировано	млн.кВт.ч		9,179	

Таким образом, прогнозная величина поступления в сеть, по предложению организации, составит 14,002 млн.кВт.ч.

Доля на субабонентов от величины полезного отпуска составляет 100 %.

4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.

Госкомитетом рассмотрены представленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2018 год по сетям ООО «Экострой Инжиниринг» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Согласно п.17 Правил к заявлению организации, осуществляющие регулируемую деятельность, прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Согласно предложению ООО «Экострой Инжиниринг» на 2018 год размер необходимой валовой выручки (далее – НВВ), отнесенной на передачу электроэнергии, составит 18 712,70 тыс.руб., в т.ч.:

- подконтрольные расходы – 14 177,45 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы – 4 535,25 тыс.руб.

Рассмотрев представленные материалы, Госкомитет осуществил оценку экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2018 год приняты следующие значения по статьям затрат:

4.1. Подконтрольные расходы

4.1.1. Затраты на ремонт электроэнергетического оборудования заявлены организацией в размере 1 290,13 тыс.руб.

В качестве обосновывающих документов на данные расходы организацией представлены локальные ресурсные сметные расчеты по замене трансформаторов в ТП-2663 и ТП-3863. Разложен перечень необходимых работ со сметной стоимостью. Госкомитетом приняты затраты по данной статье в размере 1 063,93 тыс.руб. (без НДС).

4.1.2. Работы и услуги производственного характера заявлены ООО «Экострой Инжиниринг» в размере 3 010,30 тыс.руб.

В составе данной статьи организацией заявлены затраты на вспомогательные материалы.

В качестве вспомогательных материалов на техническое обслуживание и ремонтные работы Госкомитетом приняты представленные ООО «Экострой Инжиниринг» расчеты по расходным материалам на общую сумму 459,27 тыс.руб., исходя из количества оборудования и необходимой периодичности.

4.1.3. Затраты на оплату труда заявлены ООО «Экострой Инжиниринг» в размере 7 380,00 тыс.руб.

На 2018 год Госкомитетом была рассчитана оптимальная численность персонала, необходимая для эффективного и стабильного функционирования распределительных электрических сетей, в соответствии с Нормативами численности промышленно-производственного персонала распределительных электрических сетей, разработанными ОАО «ЦОТэнерго» (далее – Нормативы ЦОТэнерго).

Численность персонала, согласно Нормативам ЦОТэнерго, определяется в зависимости от количества и состава энергетического оборудования, участвующего в оказании услуг по передаче электрической энергии.

Согласно расчету (Приложение 2), осуществленному Госкомитетом по Нормативам ЦОТэнерго с учетом количества и состава энергетического оборудования, участвующего в передаче электроэнергии и располагающегося в границах Республики Татарстан, экономически обоснованная численность персонала принята в количестве 8 человек, а именно:

1. Численность рабочих по электросетевому хозяйству, определяемая по нормативам численности рабочих, в т.ч. подразделений автоматизированной системы управления (АСУ), приведенным в п.4.1. Нормативов ЦОТэнерго, – 6,202 человек (электромонтеры).

Согласно абзацу 5 п.4.1. Нормативов ЦОТэнерго, к нормативной численности рабочих (6,202 чел), должна добавляться численность рабочих для материально-технического снабжения в размере 1,2 % от указанной нормативной численности рабочих. Таким образом, итоговая нормативная численность рабочих составила: 6,276 чел.

Согласно абзацу 7 п.4 Нормативов ЦОТэнерго, нормативная численность персонала по электросетевому хозяйству подлежит округлению до целого числа в сторону увеличения. Таким образом, численность электроментеров принята в количестве 7 человек.

2. Численность руководителей, специалистов и служащих (РСС) по электросетевому хозяйству, определяемая по нормативам численности РСС, в т.ч. для подразделений АСУ, приведенным в п.4.2. Нормативов ЦОТэнерго, - 0,287 человека (директор, главный бухгалтер, экономист, инженер и пр.).

Нормативная численность, закрепленная за районам электрических сетей, рассчитываемая по п.4.2.16 – п.4.2.34 Нормативов ЦОТэнерго, составляет 0,4007 человек.

Таким образом, численность персонала ООО «Экострой Инжиниринг» составляет 7,688 человека.

В соответствии с абзацем 2 п.4 Нормативов ЦОТэнерго, общая численность персонала по предприятию в целом с целью учета специальной подготовки оперативного и оперативно-ремонтного персонала в рабочее время увеличивается на 3 %. Следовательно, общая численность персонала ООО «Экострой Инжиниринг» составит 7,919 чел.

В соответствии с абзацем 7 п.4 Нормативов ЦОТэнерго, нормативная численность всего персонала электрических сетей подлежит округлению до целого числа в сторону увеличения, до 8 человек.

Учитывая специфику деятельности сетевых организаций, объем электрических сетей (условные единицы) и в соответствии с действующим законодательством в области безопасности эксплуатации и организации работ, Госкомитетом принято решение о дополнительном учете следующего персонала: экономиста и инженера по охране труда и технике безопасности.

В связи с изложенным, Госкомитет принимает численность персонала в количестве 10 человек.

Среднемесячная зарплата принята Госкомитетом в размере 38,462 тыс.руб. по предложению организации согласно представленным документам (письмо от 28.11.2017 Исх. № 78, Вх. № 6476 от 29.11.2017). Отмечаем, что среднемесячная зарплата в организации ниже фактической средней заработной платы по отрасли, которая по данным Татарстанстата за 2016 год составила 51,40 тыс.руб.

Исходя из рассчитанной численности персонала и принятой среднемесячной заработной платы фонд оплаты труда (далее – ФОТ) организации на 2018 год составил 4 615,44 тыс.руб. (= 10*38,462*12).

4.1.4. Прочие затраты заявлены организацией в размере 2 695,02 тыс.руб.

Госкомитет проанализировал представленные материалы (расчеты, счета-фактуры, товарные накладные и т.п.) и принимает расходы по данной статье в размере 893,44 тыс.руб. с учетом нормативной численности персонала в количестве 10 человек., а именно:

- затраты на приобретение канцтоваров в размере 88,02 тыс.руб.;
- затраты на банковские услуги в размере 10,80 тыс.руб.;
- затраты на услуги связи (городская связь, интернет) в размере 46,85 тыс.руб.;
- затраты на обучение промышленно-производственного персонала в размере 33,50 тыс.руб.;
- затраты на обучение административно-управленческого персонала в размере 77,50 тыс.руб.

Затраты на приобретение средств индивидуальной защиты, спец. одежды в размере 100,00 тыс.руб. В комплект входят: зимний и летний костюмы; каски; обувь; защита для глаз,рук и т.п.

Затраты на ГСМ и запчасти приняты Госкомитетом в размере 187,68 тыс.руб., с учетом расходов на 2 единицы автомобильного транспорта: УАЗ и Lada Granta. Рассчитаны исходя из:

- годового пробега УАЗ (25,00 тыс.км.), Lada Granta (20,00 тыс.км.);

- расхода топлива на 100 км. дороги УАЗ 16,4 л., Lada Granta 8,4 л.;

- цены на топливо марки АИ-92 в размере 31,468 тыс.руб. без НДС и с учетом роста цен на 2018 год – 104 %.

В качестве расходных материалов для автомобильной техники было учтено:

- масляные фильтры (4 шт.) на сумму 0,8 тыс.руб.;

- воздушные фильтры (4 шт.) на сумму 1,6 тыс.руб.;

- масло моторное (12 л.) на сумму 2,4 тыс.руб.

Общая сумму затрат по ГСМ на 2018 год составила 187,68 тыс.руб.

По причине отсутствия обоснования необходимости и экономической целесообразности затрат не учтены расходы на закупку компьютеров и оргтехники, командировки в целях обучения, добровольное медицинское страхование, приобретение программного продукта «РТП-3».

Затраты на услуги сторонних организаций в части осуществления испытания оборудования и защитных средств организации приняты Госкомитетом в размере 150,00 тыс.руб. ООО «Экострой Инжиниринг» представлена ведомость по стоимости и количеству испытаний, с учетом средних рыночных цен.

Обслуживание оргтехники принято в размере 198,00 тыс. руб., согласно представленному договору от 05.12.2017 № 17-327 на обслуживание компьютерного оборудования и оргтехники. Стоимость данных услуг на уровне средних рыночных цен по сетевым организациям.

Таким образом, подконтрольные расходы принимаются Госкомитетом в размере 7 032,08 тыс.руб.

4.2. Неподконтрольные расходы заявлены организацией в размере 4 535,25 тыс.руб., в том числе:

1. отчисления на социальные нужды – 2 2440,, тыс.руб.;

2. амортизация – 720,45 тыс.руб.;

3. налог на имущество – 383,40 тыс.руб;

5. аренда офиса – 567,00 тыс.руб.;

6. аренда транспортных средств – 620,40 тыс.руб.

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 1 403,09 тыс.руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,4 % от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию - 22%;

- страховые взносы на обязательное медицинское страхование - 5,1%;

- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности – 2,9%.

- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,4 %.

4.2.2. Амортизация заявлена организацией в размере 720,45 тыс.руб. Согласно представленным в тарифном деле договорам купли-продажи: от 21.03.2013 № 1; от 20.01.2015 № 7/15; от 05.06.2014; от 30.09.2015 № 34/15/01; от 30.09.2015 № 34/15/01/1; от 05.06.2017 № 30/17/60; от 01.08.2016 № 30/16/02; от 03.06.2015 № 1/15; от 30.03.2016 № б/н; от 05.06.2017 № 10/17; от 05.07.2017 № 6/17; от 05.07.2017 № 8/17; от 05.06.2017 № 7/17 от 01.09.2017 №1, ООО «Экострой Инжиниринг»

приобрело в собственность кабельные линии и трансформаторные подстанции, амортизационные отчисления по которым составили 720,45 тыс.руб.

Госкомитет принимает амортизацию по предложению организации 720,45 тыс.руб., согласно прилагаемым документам тарифного дела (договора купли-продажи, страницы 74-117; расчет амортизации и налога на имущество, страница 25).

4.2.3. Годовой размер налога на имущество заявлен организацией в размере 383,40 тыс.руб. Госкомитетом произведен расчет налога на имущество от среднегодовой остаточной стоимости основных средств и налоговой ставки на имущество, в результате которого годовой налог на имущество принят по предложению организации – 383,40 тыс.руб.

4.2.4. Арендная плата заявлена организацией в размере 1 187,40 тыс.руб. Данные расходы состоят из:

- аренды офиса – 567,00 тыс.руб;
- аренда транспортных средств – 620,40 тыс.руб.

ООО «Экострой Инжиниринг» заявлена арендная плата офиса по адресу г.Казань, ул. Залесная, д.4, в котором расположен рабочий офис организации. Площадь помещения составляет 105 м.кв. Арендная плата по договору аренды от 01.01.2017 № 34/17/07 составляет 47,25 тыс.руб в месяц.

С учетом принятой Госкомитетом численности персонала в количестве 10 человек, санитарной нормы на одного работающего (не менее 4,5м2) на основании «Инструкции по санитарному содержанию помещений и оборудования производственных предприятий» от 31.12.1966 № 658-66, средней цены за 1 м2 аренды производственных помещений = 0,564 тыс.руб., определенной из затрат данной статьи аналогичных сетевых организаций на территории Республики Татарстан, Госкомитет принимает затраты на аренду офиса для персонала в размере 426,20 тыс.руб., согласно представленного договора аренды.

Арендная плата за транспортные средства заявлена организацией в размере 51,70 тыс.руб. в месяц (с НДС) по договору аренды от 01.02.2017 № 34/17/42.

В договоре указаны 3 автомобиля: 2 УАЗ-29891 и Lada Granta. Госкомитет принимает в расчет автомобили марок УАЗ-29891 и Lada Granta, необходимых для передвижения оперативного персонала.

Сумма арендной платы составит 413,60 тыс.руб.(без НДС).

Таким образом, неподконтрольные расходы на 2018 год принимаются Госкомитетом в размере 3 346,74 тыс.руб.

Исходя из изложенного, необходимая валовая выручка на передачу электроэнергии для ООО «Экострой Инжиниринг» на 2018 год составит 10 378,82 тыс.руб.

4.3. Оплата потерь.

Цена потерь электрической энергии рассчитана исходя из фактической цены потерь за 9 месяцев 2017 года и роста цен в 2018 году на электрическую энергию согласно прогнозу социально-экономического развития 4 %.

Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2018 год для ООО «Экострой Инжиниринг» составит 2 091,09 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие – 1 025,05 тыс.руб. (=0,45 млн.кВт ч*2 277,88 тыс.руб.).
- на 2 полугодие – 1 066,05 тыс.руб. (=0,45 млн.кВт ч*2 368,99 тыс.руб.).

Экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки с учетом НВВ на оплату потерь для ООО «Экострой Инжиниринг» на 2018 год составит 12 469,91 тыс.руб.:

- НВВ, отнесенная на передачу электрической энергии, – 10 378,82 тыс. руб.;
- НВВ на оплату потерь – 2 091,09 тыс. руб.

В случае если учтенные расходы при расчете тарифов на 2018 год документально не будут подтверждены ООО «Экострой Инжиниринг», то в соответствии с действующим законодательством данные расходы будут исключены из НВВ в следующем периоде регулирования как экономически необоснованные доходы.

5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2018 год (Таблица № П.1.21 к Методическим указаниям) организацией не заявлена

6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.

Значения по статьям затрат представлены в таблице 2.

Таблица 2

тыс.руб.

№ п/п	Наименование показателя	Предложение организации на 2018 год (август)	Утверждено ГКРТТ на 2018 год		
			Год	1 полугодие	2 полугодие
1	**Подконтрольные расходы, в т.ч.:**	**14 375,45**	**7 032,08**	**3 516,04**	**3 516,04**
1.1.	Ремонт	1 290,13	1 063,93		
1.2.	Работы и услуги производственного характера, в том числе:	3 010,30	459,27		
1.2.1.	вспомогательные материалы:	154,92	154,92		
1.3.	Затраты на оплату труда	7 380,00	4 615,44		
1.4.	Прочие затраты, в точ числе:	2 695,02	893,44		
1.4.1.	канцелярские товары	184,85	88,02		
1.4.2.	банковские услуги	10,80	10,80		
1.4.3.	обучение АУПа	155,00	77,50		
1.4.4.	обучение ППП	134,00	33,50		
1.4.5.	командировки	205,20	0,00		
1.4.6.	добровольное мед.страхование	168,00	0,00		
1.4.7.	интернет и связь	46,85	46,85		
1.4.8.	программный продукт	150,00	0,00		
1.4.9.	компьютеры и оргтехника	250,50	0,00		
1.4.10.	спец.одежда	100,00	100,00		
1.4.11.	аптечки	8,22	1,08		
1.4.12.	услуги сторонних организаций (электролаборатория, испытания диэлектрических перчаток и проч.)	150,00	150,00		
1.4.13.	обслуживание оргтехники	198,00	198,00		
1.4.14.	ГСМ и запчасти	933,60	187,68		
2.	***Объем условных единиц***	**504,37**	**476,96**		
3.	**Неподконтрольные расходы, в т.ч.:**	**4 535,25**	**3 346,74**	**1 673,37**	**1 673,37**
3.1.	Отчисления на социальные нужды	2 244,00	1 403,09		
3.2.	Амортизация основных средств	720,45	720,45		
3.3.	Налог на имущество	383,40	383,40		
3.4.	Аренда	1 187,40	839,80		
3.4.1.	аренда офиса	567,00	426,20		
3.4.2.	аренда транспортных средств	620,40	413,60		
4.	**Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии**	**18 910,70**	**10 378,82**	**5 189,41**	**5 189,41**
5.	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	13,10	13,10	6,55	6,55
6.	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	100,00	100,00	100,00	100,00
7.	Заявленная мощность, МВт.	2,67	2,67	2,67	2,67
8.	**Ставка на содержание, руб./кВт в месяц**	**570 502,37**	**323 448,63**	**323 448,63**	**323 448,63**
9.	НВВ на оплату потерь	1 869,19	2 091,09	1 025,05	1 066,05
10.	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	5,98	2 323,44	2 277,88	2 368,99
11.	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	0,90	0,90	0,45	0,45
12.	**Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./кВтч**	**142,66**	**159,60**	**156,47**	**162,73**
13.	**Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.**	**1,54000**	**0,95176**	**0,94863**	**0,95489**
14.	**Итого НВВ**	**18 910,70**	**12 469,91**		
15.	На 1 у.е.	36,30	21,76		

7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.

Расчеты тарифов соответствуют формам представления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

8.1. ООО «Экострой Инжиниринг» владеет на праве собственности трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, используемыми для оказания услуг по передаче электрической энергии, суммарной мощностью 25,55 МВА.

8.2. ООО «Экострой Инжиниринг» владеет линиями электропередачи, участвующими в передаче электрической энергии, следующих уровней напряжения, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1.:

среднее второе напряжение (СН2) – 60,669 км;

низкое напряжение (НН) – 18,562 км.

8.3.Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии 8(843) 223-08-35.

8.4. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: ekostroy-engineering.ru.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1.Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ООО «Экострой Инжиниринг» на 2018 год:

-заявленную мощность в размере 2,67 МВт;

-полезный отпуск в размере 13,10 млн.кВтч;

-потери электрической энергии в размере 0,90 млн.кВтч

2.Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для ООО «Экострой Инжиниринг» на 2018 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевых организаций	с 1 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
ООО «Экострой Инжиниринг»	323 448,63	156,47	0,94863

Наименование сетевых организаций	с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
ООО «Экострой Инжиниринг»	323 448,63	162,73	0,95489

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями ООО «Энерготранзит» и ОАО «Сетевая компания» на 2018 год

На основании заявления ООО «Энерготранзит» об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2018 год (письмо от 20.04.2017 № Исх № 90, вх. № 2705 от 05.05.2017) приказом Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) от 17.05.2017 № 124 открыто тарифное дело, о чем организация своевременно уведомлена.

ООО «Энерготранзит» расположено по адресу: 420095, г. Казань, ул. Ш.Усманова, д.28 а, помещение 204 (ИНН 1657142324).

Руководитель организации – директор Чубуков Вячеслав Петрович.

Организация применяет **упрощенную систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2), Методическими указаниями 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 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 10.12.2015 № 3-14/э (в редакции постановлений Госкомитета от 08.12.2016 № 3-9/э и от 03.02.2017 № 3-1/э) для ООО «Энерготранзит» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2016-2018 годы с календарной разбивкой (без НДС):

С 1 января 2017 года по 30 июня 2017 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
2,04862	622 540,00	275,78

с 1 июля 2017 года по 31 декабря 2017 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
2,06793	622 540,00	295,08

По предложению организации, размер тарифов на 2018 год (согласно заявлению, представленному в Госкомитет письмом от 20.04.2017 № 90) составил (без НДС):

С 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
2,1306	647 441,16	286,81

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
2,1521	647 441,16	304,02

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются **на основе долгосрочных параметров регулирования на 2016-2018 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2018 год является третьим годом первого долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования.

Постановлением Госкомитета от 10.12.2015 № 3-14/э для ООО «Энерготранзит» установлены следующие долгосрочные параметры (таблица 1):

Таблица 1. Долгосрочные параметры регулирования на 2016-2018 годы.

Год	Базовый уровень подконтроль-ных расходов, млн.руб.	Индекс эффектив-ности подконт-рольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконт-рольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуе-мых товаров (услуг)	Уровень качества осуществл яемого технологи ческого присоеди-нения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2016	14 295,98	1	75			6,48	7,27	1	1	0
2017	x	1	75			6,48	7,27	1	1	0
2018	x	1	75			6,48	7,27	1	1	0

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования в течение которого они не пересматриваются.

Объекты электросетевого хозяйства сетевой организации.

На 1 января 2017 года ООО «Энерготранзит» оказывало услуги по передаче электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- Двухтрансформаторные ТП – 30 шт.;
- КЛ 3-10 – 17,855 км;
- КЛ до 1 кВ – 36,973 км.

Электрооборудование ООО «Энерготранзит» на начало 2017 года в условных единицах составляло 1 790,52.

В течение 2017 года организация заключила 6 договоров аренды электроэнергетического оборудования (ТП, КЛ), расположенные в г.Казань.

Кроме того, были расторгнуты договоры аренды электроэнергетического оборудования с ООО «Солнечный город», ООО «АК БАРС Девелопмент», ООО «Р-Моторс» и 5 договоров с ООО «Экострой Инжиниринг».

Таким образом, на текущий момент ООО «Энерготранзит» осуществляет передачу электрической энергии с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- Подстанция 110-150 кВ – 1 шт.
- Силовые трансформаторы 110-150 кВ – 2 шт.
- Силовые трансформаторы 1-20 кВ – 12 шт.;
- Однотрансформаторная ТП – 3 шт.
- Двухтрансформаторная ТП – 46 шт.
- ВЛ 110-150 кВ – 1 км;
- КЛ 3-10 – 27,651 км;
- КЛ до 1 кВ – 38,68 км.

Электрооборудование ООО «Энерготранзит» на 2018 год в условных единицах составляет 2 352,01. Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., представленная организацией (таблица № П2.1. и таблица № П2.2.), не согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

Необходимо отметить, что согласно примечанию к таблице 2.2. в п.2 «Силовые трансформаторы 1-20 кВ» таблицы условные единицы определяются только для трансформаторов, используемых для собственных нужд подстанций 35 – 1150 кВ. В связи с тем, что у ООО «Энерготранзит» имеется 1 подстанция с двумя трансформаторами на уровне напряжения 110 кВ, Госкомитет исключает силовые трансформаторы 1-20 кВ в количестве 10 шт. Организацией в данном пункте были учтены трансформаторы, установленные в ТП.

Исходя из изложенного, электрооборудование ООО «Энерготранзит» на 2018 год в условных единицах принимается в количестве 2 342,01.

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.

Данные, приведенные в предложениях об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность информации несет сетевая организация.

Организацией были представлены дополнительные обосновывающие документы письмами от 24.10.2017 № 210, от 17.11.2017 № 261 и от 28.11.2017 № 276.

2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.

Оказание услуг по передаче электрической энергии по своим сетям является основным видом экономической деятельности данной организации. Раздельный учет ведется.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение

организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

По итогам 2016 года, согласно представленной бухгалтерской отчетности, прибыль в целом по организации составила 58 440 тыс.руб., по регулируемому виду деятельности: 7 193 тыс.руб.

3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:

ООО «Энерготранзит» представлена информация по балансу электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН 1, СН 2 и НН за 2016-2018 гг. (форма П1.4), не согласованная с ОАО «Сетевая компания», и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей за 2016-2018 гг. (форма П1.6), не согласованная с гарантирующим поставщиком АО «Татэнергосбыт».

По предложению ООО «Энерготранзит» величина поступления электрической энергии в сеть на 2018 год составит 25,786 млн.кВтч., полезный отпуск потребителям – 21,805, а величина потерь по электрическим сетям организации – 3,981 млн.кВтч. Доля на субабонентов от величины полезного отпуска всего составит 100,00 %.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Потери по уровням напряжения (%), указанные в представленных формах, не соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

Госкомитетом выполнен перерасчёт потерь в соответствии с установленными технологическими потерями на долгосрочный период регулирования, в результате которого внесены изменения в величину поступления электрической энергии в сеть ООО «Энерготранзит», а полезный отпуск остался без изменений. Расчет потерь приведен в таблице 2:

Таблица 2. Расчет потерь электроэнергии на 2018 год.

Наименование	всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	24,93			24,93	20,83
Потери, млн.кВт ч	3,13			1,62	1,51
Потери установленные, %	12,55			6,48	7,27
Полезный отпуск, млн.кВт ч	21,80			2,49	19,31
Трансформировано				20,83	

На основании установленных Госкомитетом величин технологического расхода (потерь) электрической энергии и прогнозных объемов поступления электрической энергии в сеть, соответствующих уровням напряжения, величина потерь по электрическим сетям ООО «Энерготранзит» на 2018 год составит 3,13 млн.кВтч.

Величина поступления электрической энергии в сеть ООО «Энерготранзит» на 2018 год составит 24,93 млн.кВтч, с ростом к факту 2016 г. на 3,23 % и к утвержденной величине на 2017 г. на 6,95 %.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице 3:

Таблица 3. Показатели полезного отпуска электроэнергии, заявленной мощности и потерь электроэнергии за 2015-2018 годы.

Показатели	Ед.изм.	2015 факт	2016 факт	2017 установлено	2018 прогноз
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	9,834	21,101	20,395	21,799
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	1,984	1,984	4,840	5,33
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	0,661	3,048	2,915	3,129

4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.

Госкомитетом рассмотрены представленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2018 год по сетям ООО «Энерготранзит» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением № 1178 и Методическими указаниями.

Отмечаем, что согласно Постановлению № 1178 организации, осуществляющие регулируемую деятельность, до 1 мая года, предшествующего очередному периоду регулирования, представляют в органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов предложения (заявление) об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям.

Рассмотрев предоставленные материалы, Госкомитет провел оценку экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2018 год приняты следующие значения по статьям затрат:

4.1. Подконтрольные расходы

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2018 год – 103,7%;
- индекс изменения количества активов, который составил 0,31. Рассчитан исходя из изменения количества у.е.:
  - 1 790,52 у.е. в 2017 году;
  - 2 342,01 у.е. в 2018 году.
- индекс эффективности подконтрольных расходов – 1%.
- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,26.

На 2017 год подконтрольные расходы установлены в размере **22 680,78 тыс.руб.** в том числе:

1. вспомогательные материалы – 1 543,71 тыс.руб.;
2. затраты на оплату труда – 5 162,99 тыс.руб.;
3. прочие расходы – 15 974,08 тыс.руб.

Таким образом подконтрольные расходы на 2018 год приняты в размере **28 663,69 тыс.руб.** (=22 680,78 * 1,27), в том числе:

1. вспомогательные материалы – 1 950,92 тыс.руб.;
2. затраты на оплату труда – 6 524,92 тыс.руб.;
3. прочие расходы – 20 187,85 тыс.руб.

4.2. Неподконтрольные расходы:

4.2.1. Отчисления на социальные нужды приняты в размере 1 983,58 тыс.руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,4 %, от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию - 22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование - 5,1%;
-страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности – 2,9%.
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,4 %, согласно уведомлению о размере страховых взносов, который определен Филиалом №5 Государственного учреждения – регионального отделения Фонда социального страхования РФ по РТ (рег.№ 1605577390).

4.2.2. Амортизация основных средств заявлена организацией в размере 3 172,41 тыс.руб.

Рост амортизации на 32,43 % по отношению к установленной Госкомитетом на 2017 год величине (2 395,59 тыс.руб.) связан с принятием на баланс организации и введением в эксплуатацию в феврале и мае 2017 года на основании договоров купли-продажи следующих основных средств: ТП 2664, ТП 2665, ТП 2666 и трансформаторной подстанции 2-этажной, амортизация по которым в 2018 году составит 776,82 тыс.руб. Госкомитет принимает амортизацию по новому оборудованию по предложению организации на основании представленных подтверждающих документов (договоры купли-продажи, первичные документы по форме ОС-1 и ОС-6).

В связи с изложенным, проанализировав представленную амортизационную ведомость по факту 2016 года и плану на 2017-2018 годы, Госкомитет принимает амортизационные отчисления на 2018 год по предложению организации в размере 3 172,41 тыс.руб.

4.2.3. Затраты по статье «Арендная плата» заявлены организацией в размере 8 048,14 тыс.руб.

В данные затраты входят:

- затраты на аренду энергооборудования в размере 7 520,16 тыс. руб.;
- затраты на аренду нежилого помещения в г.Набережные Челны и офиса в г.Казань в размере 527,98 тыс. руб.

Госкомитет проанализировал данные затраты и принимает в расчет тарифов:

4.2.3.1. затраты на аренду оборудования в размере 5 767,60 тыс.руб., в том числе:

- по договору аренды с ООО «АК БАРС Техника» от 24.10.2014 № 34/14АБТ (бессрочный) - 3 148,44 тыс.руб. Исключены затраты по аренде тепловой трассы в размере 28,74 тыс.руб. и НДС.

- по договору аренды от 09.10.2017 № 6/17 с ООО «КАН АВТО-4» (действует до 30.11.2018) – 233,05 тыс.руб. с учетом срока действия договора в 2018 году, без НДС.

- по договору аренды от 09.10.2017 № 6/17 с ООО «КАН АВТО-3» (бессрочный) – 254,24 тыс.руб. без учета НДС.

- по договору аренды от 10.07.2017 № 5/17 с ООО «Рента» (действует до 09.06.2018) – 22,46 тыс.руб. с учетом срока действия договора в 2018 году и без учета НДС.

- по договору аренды от 13.03.2017 № б/н с ООО «Булгар Автоваз» (бессрочный) – 101,69 тыс.руб. без учета НДС.

- по договору от 10.11.2016 № 36/АР/2016 с ООО «СК «Тамерлан» (бессрочный) – 254,24 тыс.руб. без учета НДС.

- по договору аренды от 01.01.2016 №83/16 с ООО «ИнтегСтрой (действует до 31.12.2020) – 1 753,48 тыс.руб. Согласно указанному договору, ООО «Энерготранзит» арендует как сети электроснабжения, так и сети теплоснабжения. По указанному оборудованию представлены расчет арендной платы, выписка из ЕГРН и первичная документация от арендодателя.

Расчет арендной платы по представленным договорам произведен в соответствии с Основами ценообразования (учтены амортизация и иные обязательные платежи). По объектам недвижимого имущества представлены свидетельства о государственной регистрации права.

В расчет не принимается договор аренды энергооборудования от 01.11.2017 № 47/11-А с Шуманом О.А. (действует до 30.10.2020) в размере 25,00 тыс.руб. Отсутствует первичная документация и свидетельство о государственной регистрации права.

4.2.3.2. затраты на аренду нежилого помещения в г.Набережные Челны (под ГПП 25) заявлены организацией в размере 120,00 тыс. руб. согласно договору от 16.10.2017 № б/н (действует до 2020 года). Госкомитет принимает указанные затраты по предложению организации.

Расходы по аренде офиса в г.Казань (48,8 кв.м.) принимаются Госкомитетом в размере 345,74 тыс.руб. (без НДС) согласно договору аренды от 01.06.2016 № 204-16 с ООО «Скай Девелопмент» со сроком действия до 31.12.2018.

Итого затраты на арендную плату составляют 6 233,34 тыс. руб.

4.2.4. Налог на имущество не заявлен организацией. Госкомитетом произведен расчет налога на имущество (с учетом нового оборудования, см.п. 4.2.2. Заключения) от среднегодовой остаточной стоимости основных средств (39 971,72 тыс.руб.) и налоговой ставки на имущество (2,2 %), в результате которого налог на имущество принят в размере 879,38 тыс.руб. с ростом к установленному на 2017 год на 27 %.

4.2.5. Налог на прибыль заявлен организацией в размере 10 453,00 тыс.руб. Госкомитет принимает затраты по данной статье по предложению организации

согласно представленным платежным поручениям, налоговой декларации по налогу на прибыль за 2016 год и данным раздельного учета.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2018 год принимаются в размере 22 721,71 тыс.руб.

4.3. Корректировка необходимой валовой выручки осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.

4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов ($\Delta ПР_{2018}$).

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

Указанная формула применяется для корректировки в рамках одного долгосрочного периода регулирования. Поскольку при учете корректировки на 2018 год формула предполагает использование в расчете величины подконтрольных расходов, утвержденной на 2015 год, являющийся годом предыдущего периода регулирования, Госкомитетом корректировка подконтрольных расходов не осуществляется.

4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов ($\Delta НР_{2018}$).

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

$$\Delta НР_{2018} = НР^{расх.факт.}_{2016} - НР^{расх.план}_{2016} = 15\,926{,}26 - 5\,816{,}16 = 10\,110{,}10 \text{ тыс.руб.},$$

где $НР^{расх.факт.}_{2016}$, $НР^{расх.план}_{2016}$ – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2016 году (тыс.руб.) (таблица 4).

Таблица 4. Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2016 год

тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2016 год	Факт 2016 года по предложению организации	Факт 2016 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
1.	**Неподконтрольные расходы, в т.ч.:**	**5 816,14**	**16 326,79**	**15 926,26**
1.1.	Отчисления на социальные нужды	1 051,14	1 451,69	1 051,14
1.2.	Амортизация основных средств	0	579,96	579,96
1.3.	Аренда	4 765,00	3 619,00	3 619,00
1.4.	Налог на прибыль	0	10 453,00	10 453,00
1.5.	Налог на имущество	0	218,43	218,43
1.6.	Налог на землю	0	4,71	4,71
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= факт ГКРТТ - утверждено)		10 110,10		

По п.1.1. таблицы. На 2016 год отчисления на социальные нужды установлены в размере 32,3% от принятого Госкомитетом ФОТ. В связи с этим Госкомитет считает экономически обоснованными отчисления на соцнужды в размере 1 051,14 тыс.руб.

Затраты по п.1.2. таблицы приняты Госкомитетом в размере 579,96 тыс.руб. согласно представленной амортизационной ведомости за 2016 год, договорам купли-продажи оборудования в 2016 году, данным раздельного учета.

По пп.1.3. таблицы арендная плата учтена в сумме 3 619,00 тыс.руб. согласно данным раздельного учета организации, Структуре и объему затрат за 2016 год, размещенной на официальном сайте организации в соответствии со Стандартами раскрытия информации, по представленным договорам аренды со сроком действия по 31.12.2016 и счетам-фактурам к данным договорам.

По п.1.4. таблицы затраты приняты в размере 10 453 тыс.руб. (см.п.4.2.5.Заключения).

По п. 1.5. и 1.6. таблицы Госкомитет принимает заявленные фактические расходы в указанных размерах на основании налоговых деклараций за 2016 год и данных раздельного учета.

Таким образом, фактические неподконтрольные расходы за 2016 год, признанные Госкомитетом экономически обоснованными, составили 15 926,26 тыс.руб. против предложения организации в размере 16 326,79 тыс.руб.

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила: **10 110,10 тыс.руб.**

4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию ($ПО_{2018}$).

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

$$ПО_{2018} = (Э^{отп.ф}_{2016} - Э^{отп}_{2016}) * ЦП^{ф}_{2016} * \alpha_{2016} + Э^{отп}_{2016} * (ЦП^{ф}_{2016} - ЦП_{2016}) * \alpha_{2016} = (23,67 - 20,95) * 2\,050,07 * 9,71\% + 20,95 * (2\,050,07 - 1\,953,75) * 9,71\% = 737,34$$ тыс.руб;

где $Э^{отп.ф}_{2016}$ – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в 2016 году (23,67 млн.кВтч);

$Э^{отп}_{2016}$ - прогнозный объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определенный регулирующими органами на 2016 год (20,95 млн.кВтч);

$ЦП^{ф}_{2016}$ - фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2016 году (2 050,07 руб./кВтч). В 2016 году ООО «Энерготранзит» осуществляло покупку потерь у АО «Татэнергосбыт».

$ЦП_{2016}$ - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2016 году, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям (1 953,75 руб./кВтч);

α_{2016} - величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная регулирующим органом на 2016 год (9,71 %).

Таким образом, корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска составит**: 737,34 тыс.руб.**

4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2016 год ($В_{2018}^{коррИП}$).

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у ООО «Энерготранзит» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2016 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет: **10 847,45 тыс.руб.** (= 0,00 + 10 110,10 + 737,35+ 0,00).

4.4. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ($КНК_{2018}$).

$КНК_{2018}$ – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2018 году.

Определяется по формуле 1 Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

$КНК_{2018} = К_{об} * П_{кор}$;

где $К_{об}$ – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2018 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания №1256).

$П_{кор}$ **-** максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

$$К_{об} = \alpha * К_{над} + б1 * К_{кач1} + б2 * К_{кач2} = 0,65 * 1 + 0,25 * (-1) + 0,1 * 0 = 0,4$$

где α, б1 и б2 – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг: α = 0,65, б1 = 0,25 и б2 = 0,1;

$К_{над}$ – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (рассчитан с учетом п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний №1256);

$К_{кач1}$ и $К_{кач2}$ – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (рассчитаны с учетом п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний №1256) (таблица 5).

Таблица 5. Расчет коэффициентов достижения (недостижения) уровня надежности и качества оказываемых услуг

Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2016 год	Факт по предложению организации за 2016 год	Достижение (недостижение) показателя согласно п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний № 1256
$К_{над}$	1	0	1 (достигнуто со значительным улучшением)
$К_{кач1}$	0	1	-1 (не достигнуто)
$К_{кач2}$	1	1	0 (достигнуто)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2016 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент ($КНК_{2018}$), корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на содержание электрических сетей ООО «Энерготранзит» на 2016 год (22 756,59 тыс.руб.). $КНК_{2018}$ составил: 0,4:

$$\mathbf{КНК_{2018} = К_{об} * П_{кор} = 0,4 * 2\ \% = 0,008;}$$

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента ($КНК_{2018}$) составила: **182,05 тыс.руб. (= 0,008*22 756,59 тыс.руб).**

Таким образом, экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для ООО «Энерготранзит» составила **51 385,39 тыс.руб.**, в т.ч.:

- подконтрольные расходы – 28 663,69 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы – 22 721,71 тыс.руб.;
- корректировка НВВ по результатам деятельности за 2016 год: 10 847,45 тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: 182,05 тыс.руб.

4.5. Оплата потерь.

В соответствии с п.13 Методических указаний № 98-э необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2018 год определяется произведением величины потерь в электрических сетях на прогнозную цену (тариф) покупки потерь на 2018 год. Прогнозная цена покупки потерь определяется согласно формуле 12 Методических указаний № 98-э.

Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2018 год для ООО «Энерготранзит» составит 7 270,03 тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие =3 563,74 тыс руб (1,56 млн.кВт ч *2 277,88 тыс. руб);
- на 2 полугодие =3 706,29 тыс.руб (1,56 млн.кВт ч*2 368,99 тыс.руб

ООО «Энерготранзит» заключен договор на покупку технологического расхода (потерь) с АО «Татэнергосбыт».

5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2018 год (Таблица № П.1.21 к Методическим указаниям), организацией не заявлена.

6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.

№ п/п	Наименование показателя	Утверждено ГКРТТ на 2017	Предложение ГКРТТ на 2018 год			Рост предложения ГКРТТ на 2018 г к установл. на 2017 г.
			год	1 полугодие	2 полугодие	
1	**Подконтрольные расходы, в т.ч.:**	**22 680,78**	**28 663,69**			**1,26**
1.1.	Вспомогательные материалы	1 543,71	1 950,92			1,26
1.2.	Затраты на оплату труда	5 162,99	6 524,92			1,26
1.3.	Прочие затраты	15 974,08	20 187,85			1,26
2.	*Объем условных единиц*	*1 790,52*	2 342,01			1,31
3	**Неподконтрольные расходы, в т.ч.:**	**10 831,87**	**22 721,71**			**2,10**
3.1.	Отчисления на социальные нужды	1 667,65	1 983,58			
3.2.	Амортизация	2 395,59	3 172,41			
3.3.	Арендная плата	6 074,82	6 233,34			
3.4.	Налог на имущество	693,82	879,38			
3.5.	Налог на прибыль	0	10 453,00			
4.	**Итоговая корректировка НВВ (стр.4.1+стр.4.2+стр.4.3+стр.4.4)**		10 847,45			
4.1.	Корректировка ΔПР		0,00			
4.2.	Корректировка ΔНР		10 110,10			
4.3.	Корректировка ПО		737,35			
4.4.	Корректировка ИП		0,00			
5.	**Корректировка по НиК**		182,05			
6.	Недополученный доход	2 644,47	**0,00**			
7.	**Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрической энергии**	**36 157,12**	**51 385,39**	**25 692,70**	**25 692,70**	**1,42**
8.	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	20,40	21,80	10,90	10,90	1,07
9.	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	100,00	100,00	100,00	100,00	1,00
10.	Заявленная мощность, МВт.	4,84	5,33	5,33	5,33	1,10
11.	**Ставка на содержание, руб./МВт в месяц**	**622 540,00**	**803 398,91**	**803 398,91**	**803 398,91**	**1,29**
12.	НВВ на оплату потерь	5 821,35	7 270,03	3 563,74	3 706,29	1,25
13.	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	1 997,24		2 277,88	2 368,99	0,00
14.	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	2,91	3,13	1,56	1,56	1,07
15.	**Ставка на оплату**	**285,43**	**333,49**	**326,95**	**340,03**	**1,17**

	технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./МВтч					
16.	**Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.**	**2,05827**	**2,69062**	**2,68408**	**2,69715**	**1,31**
17.	**Итого НВВ**	**41 978,48**	**58 655,43**			**1,40**
18.	Затраты на 1 у.е.	20,19	21,94			1,09

7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

- ООО «Энерготранзит» владеет на праве собственности и на основании представленных договоров аренды трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, сумма номинальных мощностей которых составляет 145,51 МВА.

- ООО «Энерготранзит» владеет линиями электропередач, участвующими в передаче электрической энергии 3 уровней напряжения, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1:

- высокое напряжение (ВН) – 1 км;
- среднее второе напряжение (СН2) – 27,651 км;
- низкое напряжение (НН) – 38,68 км.

- За 3 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении ООО «Энерготранзит» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

- Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии (843) 590-36-30.

- Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: www.et-kazan.ru.

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1. Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ООО «Энерготранзит» на 2018 год:

- заявленную мощность в размере 5,33МВт;
- полезный отпуск в размере 21,80 млн.кВт.час;
- потери электрической энергии в размере 3,13 млн.кВт.час.

2. Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для ООО «Энерготранзит» на 2018 год в следующих размерах (без НДС):

Наименование сетевых организаций	с 01 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
ООО «Энерготранзит»	803 398,91	326,95	2,68408

Наименование сетевых организаций	с 01 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
ООО «Энерготранзит»	803 398,91	340,03	2,69715

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями Приуральским филиалом ООО «Газпром энерго» и ОАО «Сетевая компания» на 2018г.

На основании заявления Приуральского филиала ООО «Газпром энерго» (далее - ООО «Газпром энерго») об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2018 год (письмо от 21.04.2017 №64-64-07/548, вх. № 2178 от 24.04.2017), приказом Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам (далее – Госкомитет) от 03.05.2017 № 104 открыто тарифное дело, о чем организация своевременно уведомлена.

ООО «Газпром энерго» расположен по адресу: 450038, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Интернациональная, д.133а., ИНН 7736186950, КПП 027602001.

Руководитель организации – директор Баруля Сергей Александрович Организация применяет **общую систему налогообложения**.

Регулирование тарифов осуществляется Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Основы ценообразования), Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике (далее – Правила), утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Постановление № 1178), Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденным приказом Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 (далее – Методические указания № 20-э/2) и Методическими указаниями 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 17.02.2012 № 98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Постановлением Госкомитета от 10.12.2015 № 3-15/э (в ред. Постановления Госкомитета от 08.12.2016 №3-10/э) для ООО «Газпром энерго» установлены тарифы на услуги по передаче электрической энергии с 1 января 2016 года по 31 декабря 2020 года с календарной разбивкой. На 2017 год размер тарифов составил (без НДС):

с 1 января 2017 года по 30 июня 2017 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,87587	797 502,20	20,40

с 1 июля 2017 года по 31 декабря 2017 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,87730	797 502,20	21,83

По предложению организации, размер тарифов на 2018 год (согласно заявлению, представленному в Госкомитет письмом от 21.04.2017 № 64-64-07/548) составил (бес НДС):

с 1 января 2018 года по 30 июня 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,96019	860 945,12	20,58

с 1 июля 2018 года по 31 декабря 2018 года

Одноставочный тариф	Двухставочный тариф	
	Ставка за содержание электрических сетей	Ставка за оплату потерь электрической энергии в сетях
руб./кВт.ч.	руб./МВт.месяц	руб./МВт.ч.
1,96019	860 945,12	20,08

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании, рассчитываются **на основе долгосрочных параметров регулирования на 2016-2020 годы**, методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Планируемый период 2018 год является третьим годом первого долгосрочного периода регулирования.

В соответствии с Методическими указаниями № 98-э, долгосрочные тарифы определяются на основе долгосрочных параметров регулирования Постановлением Госкомитета от 10.12.2015 № 3-15/э для ООО «Газпром энерго» установлены следующие долгосрочные параметры:

Год	Базовый уровень подконтроль-ных расходов, млн.руб.	Индекс эффектив-ности подконт-рольных расходов, %	Коэффициент эластичности подконт-рольных расходов по количеству активов, %	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, %				Уровень надежности реализуемых товаров (услуг)	Уровень качества реализуе-мых товаров (услуг)	Уровень качества осуществляемого технологическог о присоеди-нения
				ВН	СН-I	СН-II	НН			
2016	26,85934	1	75	1,03		1,03	1,03	0	0,89	0
2017	x	1	75	1,03		1,03	1,03	0	0,89	0
2018	x	1	75	1,03		1,03	1,03	0	0,89	0
2019	x	1	75	1,03		1,03	1,03	0	0,89	0
2020	x	1	75	1,03		1,03	1,03	0	0,89	0

Согласно п.6 Методических указаний № 98-э долгосрочные параметры регулирования устанавливаются на долгосрочный период регулирования в течение которого они не пересматриваются.

Объекты электросетевого хозяйства организации.

ООО «Газпром энерго» на территории Республики Татарстан оказывает услуги по передаче электрической энергии ООО «Газпром трансгаз Казань» и

прочим потребителям. Оказание услуг осуществляется с использованием следующих объектов электросетевого хозяйства:

- Кабельная линия 110 кВ-0,75 км
- Воздушная линия 1-20 кВ-18,42км;
- Воздушная линия 0,4 кВ-8,14км;
- Кабельная линия 10 кВ-16,70 км
- Кабельная линия до 1 кВ-4,40 км;
- Однотрансформаторные ТП -9 шт
-Двухтрансформаторные КТП -11 шт

Электрооборудование ООО «Газпром энерго» на 2018год в условных единицах составляет 702,44. Информация по перечню электрооборудования и расчету у.е., предоставленная ООО «Газпром энерго» (таблица № П2.1. и таблица № П2.2.), не согласована с котлодержателем ОАО «Сетевая компания».

В соответствии с п.23 Правил, экспертное заключение состоит из следующих разделов:

1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов.

Данные, приведенные в предложении об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии, можно оценить как достоверные. Ответственность за достоверность информации несет сетевая организация.

2. Оценка финансового состояния организации, осуществляющей регулируемую деятельность.

Оказание услуг по передаче электрической энергии по своим сетям основной вид экономический деятельности данной организации.

Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаются Госкомитетом в размере, обеспечивающем получение организацией в расчетном периоде регулирования необходимой валовой выручки по осуществлению регулируемой деятельности.

По итогам 2016 года согласно представленной бухгалтерской отчетности (отчета о финансовых результатах) в целом по Приуральскому филиалу ООО «Газпром энерго» убыток составил 16 215 тыс.руб..

3. Анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования:

ООО «Газпром энерго» предоставлена согласованная с ОАО «Сетевая компания», информация в части прогнозных объемов транзита электроэнергии в сети ОАО «Сетевая компания» на 2018 г. и фактический объемов поступления, отпуска и потерь электрической энергии за 2016 год. Баланс электрической энергии (мощности) по электрическим сетям ВН, СН1, СН2 и НН (форма П1.4), и структуры полезного отпуска электрической энергии (мощности) по группам потребителей (форма П1.6) на 2017-2021 гг., не согласованные соответственно с ОАО «Сетевая компания» и АО «Татэнергосбыт».

По предложению организации поступление в сеть на 2018 г. составляет 36,24 млн.кВт.ч, полезный отпуск потребителям – 35,85 млн.кВт.ч, потери – 0,395 млн.кВт.ч. (1,09%).

Полезный отпуск электроэнергии потребителям на 2018г., согласно предоставленной организацией информации, составляет 35,85 млн.кВтч, со снижением на 1,9% относительно факта 2016 года и с ростом на 1,3 % относительно принятой Госкомитетом величины на 2017г.

Потери по уровням напряжения (%) указанные в представленных формах не соответствуют установленным Госкомитетом на долгосрочный период регулирования.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Госкомитетом выполнен перерасчёт потерь в соответствии с установленными технологическими потерями на долгосрочный период регулирования, в результате которого внесены изменения в величину поступления электрической энергии в сеть ООО «Газпром энерго», а полезный отпуск остался без изменений.

Расчет потерь приведен в таблице:

Наименование	всего	В том числе			
		ВН	СН-1	СН-2	НН
Поступление в сеть, млн.кВт ч	36,234	13,434		23,376	0,566
Потери, млн.кВт ч	0,384	0,138		0,240	0,006
Потери установленные, %	1,06	1,03		1,03	1,03
Полезный отпуск, млн.кВт ч	35,85	12,72		22,570	0,56

Величина поступления электрической энергии в сеть ООО «Газпром энерго» на субабонентов на 2018 год при пересчете изменилась не значительно и составит 36,234млн.кВтч со снижением на 1,3% к факту 2016 г. и с ростом на 1,3% к величине, принятой Госкомитетом на 2017 год.

На основании установленных Госкомитетом величин технологического расхода (потерь) электрической энергии и прогнозных объемов поступления электрической энергии в сеть, соответствующих уровням напряжения, величина потерь по электрическим сетям ООО «Газпром энерго» на 2018 год составит 0,384 млн.кВтч.

Показатели в части полезного отпуска электроэнергии потребителям, заявленной мощности и потерь электроэнергии за предшествующий год, текущий год и расчетный период регулирования приведены в таблице:

Показатели	**Ед.изм.**	**2016 факт**	**2017 установлено**	**2018 прогноз**
Объем полезного отпуска электроэнергии на субабонентов	млн.кВтч.	36,55	35,382	35,85
Заявленная (расчетная) мощность	МВт	6,87	6,86	6,79
Технологические потери электрической энергии	млн.кВтч.	0,172	0,374	0,384

4. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов.

Госкомитетом рассмотрены предоставленные расчеты об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2018 год по сетям ООО «Газпром энерго» и проведена оценка затрат в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса Российской Федерации, Постановлением №1178 и Методическими указаниями.

Согласно п.17 Правил к заявлению организации, осуществляющей регулируемую деятельность, прилагают обосновывающие материалы, в том числе расчет расходов и необходимой валовой выручки от осуществления регулируемой деятельности с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчета).

Согласно предложению ООО «Газпром энерго» на 2018 год размер необходимой валовой выручки (далее – НВВ), отнесенный на передачу электроэнергии составил **70 253,11**тыс.руб., в т.ч.:

- подконтрольные расходы – 21 148,82 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы – 49 104,29-тыс.руб.

Рассмотрев предоставленные материалы, Госкомитетом проведена оценка экономической обоснованности расходов, включаемых в НВВ на услуги по передаче электрической энергии, в результате на 2017 год приняты следующие значения по статьям затрат:

4.1. Подконтрольные расходы

На 2017 год подконтрольные расходы установлены в размере **27 663,67тыс.руб**. в том числе:

1). Вспомогательные материалы– 2 273,10тыс.руб.;

2) Работы и услуги производственного характера - 1 226,67 тыс.руб

3) Затраты на оплату труда – 3 708,54тыс.руб.;

4). Прочие расходы – 20 455,35тыс.руб.

В соответствии с п.38 Основ ценообразования Госкомитетом приняты следующие значения параметров расчета тарифов:

- ИПЦ на 2018 год – 103,7 %;

-- индекс изменения количества активов-0,00, рассчитанный исходя из не изменения количества у.е. (702,44).

- индекса эффективности подконтрольных расходов – 1%;

- коэффициент эластичности затрат по росту активов – 0,75.

На основании указанных параметров и в соответствии с п.11 Методических указаний № 98-э рассчитан итоговый коэффициент индексации подконтрольных расходов, который составил 1,027

Таким образом подконтрольные расходы на 2018 год приняты в размере **28 400,35**тыс.руб. (=27 663,67*1,027), в том числе:

1).Вспомогательные материалы– 2 333,64тыс.руб.;

2).Работы и услуги производственного характера – 1 259,33тыс.руб

3).Затраты на оплату труда 3 807,30тыс.руб.;

4).Прочие расходы – 21 000,08тыс.руб.

4.2. Неподконтрольные расходы:

4.2.1.Отчисления на социальные нужды приняты в размере **1 157,42**тыс. руб.

Расчет произведен исходя из применения страхового взноса в размере 30,4% от принятого ФОТ.

Страховой взнос состоит из:

- страховые взносы по обязательному пенсионному страхованию -22%;
- страховые взносы на обязательное медицинское страхование -5,1%;
- страховые взносы на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности -2,9%.
- страховые взносы от несчастных случаев на производстве -0,4% согласно уведомлению о размере страховых взносов, который определен фондом социального страхования РФ по Республики Татарстан.

4.2.2. Арендная плата заявлена организацией в размере 41 950,4тыс. руб. и включает в себя договора аренды электрооборудования: ЗАО «Тандер», ПАО «Газпром», ООО «Энергосервис», ООО «Гальванические покрытия», ООО «Термопласт М», ООО «Нептун».

Госкомитетом проанализирован расчет арендной платы на соответствие Основам ценообразования, в результате чего арендная плата принята всего в размере 39 197,93 тыс. руб в том числе:

1. По договору с ПАО «Газпром»:

- от 15.12.2015 №01/1600-Д-107/16 на электрооборудование, срок действия до 31.12.2025г. Договор зарегистрирован в Управлении Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Татарстан за №16-16/027-16/047/001/2016-1295/6 от 09.02.2016. Арендная плата согласно договору заявлена с учетом переоценки электрооборудования.

Согласно абз. 3 п. 27 Основ ценообразования переоценки основных средств учитываются при расчете экономически обоснованного размера расходов на амортизацию при условии наличия утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы организации. Инвестиционная программа у ООО «Газпром энерго» отсутствует.

В представленной инвестиционной программе ПАО «Газпром» мероприятия по реконструкции (модернизации) энергообъектов, расположенных на территории Республики Татарстан, принятых на обслуживание ООО «Газпром энерго», отсутствуют.

В представленной инвестиционной программе по филиалу ООО «Газпром трансгаз Казань» отсутствуют мероприятия по реконструкции (модернизации) энергообъектов, находящихся на обслуживании ООО «Газпром энерго».

На основании изложенного, и руководствуюсь тем, что абз. 3 п. 27 Основ ценообразования введен в 2014 году Госкомитетом в расчет арендной платы принята остаточная стоимость энергообъектов на 01.01.2013 (дата проведения последней переоценки до вступления в силу указанных изменений в Основы ценообразования). Исходя из принятой остаточной стоимости Госкомитетом произведен перерасчет налога на имущество.

Также из расчета арендной платы исключена рентабельность.

В связи с этим, Госкомитет принимает арендную плату по указанному договору в размере 27 424,197 тыс.руб. на уровне установленной на 2017 год;

- от 30.10.2016 №01/1600-Д-22/1716 на электрооборудование, срок действия до 31.12.2017г., согласно дополнительному соглашению от 16.03.2017№01/1600-с-24/17 срок аренды продлен еще на 11 месяцев (до 01.12.2018), арендная плата согласно договору принята в размере 2 561,295тыс.руб.

2. По договору с ООО «Энергосервис» от 22.06.2015 №7/64-04/67/15-3 и дополнительного соглашения к данному договору от 26.10.2015 на электросетевое имущество, срок действия аренды продлен еще на 60 месяцев (5 лет) до 01.11.2020 года, арендная плата согласно договору принята в размере 1920,404 тыс.руб. на уровне установленной на 2017 год;

3. По договору с ЗАО «Тандер»:

- договор от 02.05.2017 №РЦЦ/28546/17 (на электросетевое оборудование) с предоставлением свидетельства о государственной регистрации права в Управлении Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Татарстан, срок действия аренды 60 месяцев (5 лет) до 01.07.2022. Арендная плата принята согласно договора в размере 5 209,433 тыс.руб. Расчет арендной платы по указанным договорам произведен в соответствии с Основами ценообразования с учетом амортизации и налога на имущество;

- договор от 02.05.2017 № РЦЦ/28524/17 на электросетевое оборудование) с предоставлением свидетельства о государственной регистрации права в Управлении Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Республике Татарстан, срок действия аренды 60 месяцев (5 лет) до 01.07.2022. Арендная плата принята согласно договора в размере 1 537,304 тыс.руб. Расчет арендной платы по указанным договорам произведен в соответствии с Основами ценообразования с учетом амортизации и налога на имущество

4. По договору с ООО «Термопласт М» от 13.05.2016 № 64-04/17/16-з и протоколу разногласий к данному договору от 13.05.2016 (на нежилое помещение площадью 66,72 м^2 для производственной деятельности – для арендуемого электрооборудования ООО «Энергосервис»), срок действия аренды до 13.11.2016. Согласно дополнительному соглашению №1 от 24.11.2017 договор продлен до 30 ноября 2018г. Госкомитетом принята арендная плата в размере 107,7 тыс.руб с учетом срока действия договора.

5) По договору с ООО «Гальванические покрытия» от 13.05.2016 № 64-04/18/16-з и протоколу разногласий к данному договору от 13.05.2016 (на нежилое помещение площадью 109,9 м^2 для производственной деятельности-для арендуемого электрооборудования ООО «Энергосервис»), срок действия аренды до 13.11.2016. Согласно дополнительному соглашению №1 от 24.11.2017 договор продлен до 30 ноября 2018г. Госкомитетом принята арендная плата в размере 189,997 тыс.руб. с учетом срока действия договора.

6) По договору с ООО «Нептун» от 29.09.2015 №64/64-04/16/16-з и протоколу разногласий к данному договору от 13.05.2016 (на нежилое помещение площадью 88,18 м^2 для производственной деятельности- для арендуемого электрооборудования ООО «Энергосервис»), срок действия аренды до 30.11.2016. Согласно дополнительному соглашению №1 от 24.11.2017 договор продлен до 30 ноября 2018г. Госкомитетом принята арендная плата в размере 247,609 тыс.руб. с учетом срока действия договора.

4.2.3.Расходы на содержание управляющей компании заявленные организацией в размере 3 296,86 тыс.руб. не приняты в связи с не целесообразностью отнесения данных расходов на Республику Татарстан.

4.2.4. Налог на прибыль заявлен организацией в размере 1 652,75тыс. руб. В материалах приложена пояснительная записка по уплате налога на прибыль ООО «Газпром энерго» за 2016 год. Так как ООО «Газпром энерго» является участником консолидированной группы налогоплательщиков ПАО «Газпром», перераспределенная прибыль оплачивается ООО «Газпром энерго».

В материалах приложены платежные поручения, свидетельствующие о наличии перечислении налога на прибыль.

Фактическое распределение налога на прибыль ООО «Газпром энерго» в 2016 году по регионам, в частности приходящее на Республику Татарстан составил -1 504,84 тыс. руб.

Изучив материалы дела ООО «Газпром энерго» Госкомитет не принял налог на прибыль в расчет НВВ на 2018 год. Основанием отказа является «Отчет о прибылях и убытках Приуральского филиала ООО «Газпром энерго», где убыток от деятельности составил 16 172,0 тыс. руб.

Согласно главы 25 Налогового кодекса РФ налог на прибыль платится с разницы доходов и расходов предприятия. Вышеуказанная форма «Отчет о прибылях и убытках Приуральского филиала ООО «Газпром энерго»» указывает об отсутствии налогооблагаемой базы для уплаты налога на прибыль.

На основании изложенного, неподконтрольные расходы на 2018 год составляют **40 355,35 тыс. руб**.

4.3. Корректировка необходимой валовой выручки осуществляется в соответствии с формулой 3 Методических указаний № 98-э.

4.3.1. Корректировка подконтрольных расходов (ΔПР2018).

Расчет корректировки подконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 5 Методических указаний № 98-э.

ΔПР2018 = ПРуст2015 * (1 – Х2018) * (1 + ИПЦф2016) * (1 + Кэл * ИКАф2016) – ПРуст2016 = 0 тыс.руб.,

В связи с тем, что у ООО «Газпром энерго» 2016 год является первым годом первого долгосрочного периода, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется

4.3.2. Корректировка неподконтрольных расходов (ΔНР2018).

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется в соответствии с формулой 7 Методических указаний №98-э.

ΔНР2018 = НРрасх.факт.2016 – НРрасх.план2016 = 40 488,49 – 40 488,49 = 0тыс.руб.,

где НРрасх.факт.2016, НРрасх.план2016 – пересчитанная фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов в 2016 году (тыс.руб), приведены в таблице:

Таблица: Плановые и фактические величины неподконтрольных расходов на 2016 год тыс.руб.

№ п/п	Показатель	Утверждено ГКРТТ на 2016 год	Факт 2016 года по предложению организации	Факт 2016 года, признанный ГКРТТ экономически обоснованным
1.	**Неподконтрольные расходы, в т.ч.:**	**40 488,48**	**43 973,03**	**40 488,48**
1.1.	Отчисления на социальные нужды	1 094,62	1 659,19	1 094,62
1.2.	Аренда электрооборудования	39 393,88	40 809,0	39 393,88
1.3.	Налог на прибыль	0	1 504,84	0
Итого корректировка неподконтрольных расходов (= перерасчет факта - утверждено)		0		

В связи с тем, что аренда электрооборудования Госкомитетом принята без учета переоценки электрооборудования и налог на прибыль в бухгалтерской отчетности за 2016 год не указан. Экономически обоснованные расходы на 2016 г. Госкомитетом признаны равным утвержденным на 2016 год.

Таким образом, корректировка неподконтрольных расходов составила: 0 тыс.руб.

4.3.3. Корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию (ПО2018).

Корректировка с учетом изменения полезного отпуска осуществляется в соответствии с формулой 8 Методических указаний № 98-э.

ПО2018 = (Эотп.ф2016 – Эотп2016) * ЦПф2016 * α2016 + Эотп2016 * (ЦПф2016 – ЦП2016) * α2016 = (36,72– 35,76) * 2031,611 * 1,05% + 35,76* (2031,611 – 1 953,75) * 1,05% = 49,71 тыс.руб;

где Эотп.ф2016 – фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в 2016 году = 36,72 млн.кВтч;

Эотп2016 - прогнозный объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определенный регулирующими органами на 2016 год = 35,76 млн.кВтч;

ЦПф2016 - фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2016 году =2031,611руб/МВтч;

ЦП2016 - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в 2016 году, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям = 1953,75руб/МВтч;

α2016 - величина технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная регулирующим органом на 2016 год (%) = 1,05%.

Таким образом, корректировка НВВ с учетом изменения полезного отпуска составит:49,71тыс.руб.

4.3.4. Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на 2016 год (В2018коррИП).

Корректировка НВВ, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, производится по формуле 9 Методических указаний № 98-э.

В связи с тем, что у ООО «Газпром энерго» отсутствует утвержденная инвестиционная программа, указанная корректировка Госкомитетом не осуществляется.

Таким образом, итоговая корректировка НВВ по результатам деятельности за 2016 год в соответствии с Методическими указаниями № 98-э составляет: 49,71 тыс.руб. (= 0 + 0 + 49,71).

4.4. Корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК2018).

КНК2018 – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в 2018 году.

Определяется по формуле 1 Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, установленных Приказом ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1

КНК2018 = Коб * Пкор = 0 * 2 %

где Коб – обобщенный показатель уровня надежности и качества оказываемых услуг в 2018 году, используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с формулой 21 Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256.

- максимальный процент корректировки, который с 2013 года равен 2%.

Коб = α * Кнад + в1*Ккач1 + в2 * Ккач2 = 0,65 * 0 + 0,25 * 0 + 0,1 * 0 = 0,00

где α, в1 и в2 – коэффициенты значимости показателей надежности и качества оказываемых услуг: α = 0,65, в1 = 0,25 и в2 = 0,1;

Кнад – коэффициент достижения (недостижения, перевыполнения) уровня надежности оказываемых услуг (определяются в соответствии с п. п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний №1256).;

Ккач1 и Ккач2 – коэффициенты достижения (недостижения, перевыполнения) уровня качества оказываемых услуг (определяются в соответствии с п. п.4.1.2 и 4.1.4. Методических указаний №1256).

Таблица. Расчет коэффициентов достижения (недостижения) уровня надежности и качества оказываемых услуг

Наименование показателя	Установлено ГКРТТ на 2016 год	Факт по предложению организации за 2016 год	Достижение (недостижение) показателя согласно п.4.1.2. и п.4.1.4. Методических указаний № 1256
$К_{над}$	0	0	0(достигнуто)
$К_{кач1}$	0	0	0(достигнуто)
$К_{кач2}$	0,890	0,839	0(достигнуто)

В соответствии с указанными формулами, а также исходя из отчетных данных организации за 2016 год по показателям надежности и качества, Госкомитет рассчитал коэффициент ($КНК_{2018}$), корректирующий установленный Госкомитетом НВВ на содержание ООО «Газпром энерго» на 2016 год (67 9347,83 тыс.руб.). $КНК_{2018}$ составил: 0,00:

$КНК_{2018} = К_{об} * П_{кор} = 0,00 * 2\ \% = 0,00;$

Таким образом, корректировка по показателям надежности и качества оказываемых услуг с учетом понижающего (повышающего) коэффициента (КНК2018) составила: 0,00 тыс.руб. (= 0,00*НВВ 2016 год = 0,00*67 347,83 тыс.руб).

Таким образом, с учетом итоговой корректировки НВВ на содержание по результатам деятельности за 2016 год, экономически обоснованная сумма необходимой валовой выручки на услуги по передаче электрической энергии для ООО «Газпром энерго» на 2018 год составила 68 805,42 тыс. рублей, в т.ч.:

- подконтрольные расходы: 28 400,35 тыс.руб.;
- неподконтрольные расходы: 40 355,35 тыс.руб.;
- итоговая корректировка НВВ на содержание по результатам деятельности за 2016 год: 49,71тыс.руб.;
- корректировка по показателям надежности и качества: 0,00 тыс.руб.

4.3. Оплата потерь.

Необходимая валовая выручка на оплату потерь электрической энергии определяется произведением величины потерь в электрических сетях на

средневзвешенный тариф покупки. Таким образом, необходимая валовая выручка на оплату потерь на 2018 год составит 892,20тыс.руб, в т.ч.:

- на 1 полугодие – 437,35тыс.руб. (=0,192млн.кВт ч *2 277,88тыс.руб.);
- на 2 полугодие - 454,85тыс.руб. (=0,192млн.кВт ч*2 368,99 тыс.руб.).

ООО «Газпром энерго» заключен договор с АО «Татэнергосбыт» на покупку потерь.

5. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность.

Балансовая прибыль, принимаемая при установлении тарифов на передачу электрической энергии на 2018 год (Таблица № П.1.21 к Методическим указаниям) организацией заявлена в размере 1 936,25 тыс.руб. в том числе:

- налог на прибыль в размере 1 723,82 тыс.руб;
- налог на соцразвитие в размере 212,43 тыс.руб.

6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой валовой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.

№ пп	Наименование показателей	Утверждено ГКРТТ на 2017 г. (тыс.руб)	Утверждено ГКРТТ на 2018 г. (тыс.руб)	1 полугодие	2 полугодие	Рост предложения ГКРТТ на 2017г. к установл. на 2016г.
1.	**Подконтрольные расходы, в т.ч.:**	27 663,67	28 400.35			1,027
2.	Вспомогательные материалы	2273,10	2333,64			1,027
3.	Работы и услуги производственного характера	1226,67	1259,33			1,027
4.	Затраты на оплату труда	3708,54	3807,33			1,027
5.	Прочие затраты	20455,35	21000,08			1,027
6.	Объем условных единиц	702,44	702,44			1,00
7.	**Неподконтрольные расходы**	37 986,71	40 355,35			1,062
8.	Отчисления на социальные нужды	1127,40	1157,42			1,027
9.	Арендная плата	36 859,32	39 197,93			1,063
10.	Налог на прибыльт	0,0	0,0			0
11.	Содержание управляющей компании	0	0			0,0
12.	**Итоговая корректировка НВВ , в т.ч**	0	49,71			0
	Корректировка ΔПР		0,00!			
	Корректировка ΔНР		0,00			
	Корректировка ПО		49,71			
	Корректировка ИП		0,00			
	Корректировка по НиК		0,00			
13.	**Необходимая валовая выручка, отнесенная на передачу электрическую**	65 650,38	68 805,42	34402,71	34402,71	1,05

	энергию.					
	Полезный отпуск на субабонентов, млн.кВт.ч.	35,38	35,85	17,93	17,93	1,01
	Доля полезного отпуска на субабонентов, %	100,00	100,00	100,00	100,00	1,00
	Заявленная мощность, МВт.	6,86	6,86	6,86	6,86	1,00
	Ставка на содержание, руб./МВт в месяц	**797502,20**	835 828,71	835 828,71	835 828,71	1,05
	НВВ на оплату потерь	746,97	892,20	437,35	454,85	1,19
	Средневзвешенный тариф покупки, руб./МВт.ч	1997,24	2323,44	2277,88	2368,99	1,16
	Потери на субабонентов, млн.кВт.ч.	0,374	0,384	0,192	0,192	1,03
	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии, руб./кВтч	**21,11**	24,89	24,40	25,37	1,18
	Одноставочный тариф, руб./кВт.ч.	**1,87659**	1,94415	1,94366	1,94463	1,04
	Итого НВВ	**66 397,35**	69 697,62			1,05

7. Анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов.

Расчеты тарифов соответствуют формам предоставления предложений согласно Методическим указаниям, а также Основам ценообразования и Правилам, утвержденным Постановлением № 1178.

8. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

8.1. ООО «Газпром энерго» владеет на праве собственности и на основании представленных договоров аренды трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, сумма номинальных мощностей которых составляет 22,396 МВА.

8.2 ООО «Газпром энерго» владеет на праве аренды воздушными и кабельными линиями электропередачи, присоединенных к трансформаторам, указанным в п.8.1., используемых для осуществления регулируемой деятельности 3-х уровнях напряжения:

- высокое напряжение (ВН) – 0,75км
- среднее второе напряжение (СН2) – 18,40км
- низкое напряжение (НН) – 8,76 км

8.3. За 2 предшествующих расчетных периода регулирования Госкомитетом в отношении ООО «Газпром энерго» не применялись понижающие коэффициенты, позволяющие обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для указанной организации, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг.

8.4.Выделенный абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии 8-800-700-71-44

8.5. Официальный сайт в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»: www.energo.gazprom.ru

На основании изложенного, Госкомитетом **ПРЕДЛАГАЕТСЯ:**

1.Принять в расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ООО «Газпром энерго»» на 2018 год:

-заявленную мощность в размере 11,41МВт;

-полезный отпуск в размере 35,85 млн.кВтч;

-потери электрической энергии в размере 0,384 млн.кВтч

2.Утвердить индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для ООО «Газпром энерго» на 2018 год в следующих размерах (без НДС)

Наименование сетевых организаций	с 01 января 2018 г. по 30 июня 2018 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
ООО «Газпром энерго»	835 828,71	24,40	1,94366

Наименование сетевых организаций	с 01 июля 2018 г. по 31 декабря 2018 г.		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
ООО «Газпром энерго»	835 828,71	25,37	1,94463