



ДЕПАРТАМЕНТ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЦЕН И ТАРИФОВ КОСТРОМСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРОТОКОЛ

заседания правления департамента
государственного регулирования
цен и тарифов Костромской области

от «19» декабря 2019 года в 10-00

№ 52

г. Кострома

УТВЕРЖДАЮ

Исполняющий обязанности
председателя Правления департамента
государственного регулирования цен и
тарифов Костромской области

Смирнов А.Н.

Присутствовали члены Правления:

Первый заместитель директора департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области	Смирнов А.Н.
Заместитель директора департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области	Якимова Л.А.
Начальник юридического отдела департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области	Маракулина И.А.
Консультант отдела регулирования услуг транспорта, социально значимых услуг и иных регулируемых видов деятельности департамента	Мокина Т.А.
Секретарь Правления ведущий эксперт департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области	Северюхин П.В.
Представитель управления Федеральной антимонопольной службы по Костромской области	Макарова Ю.А.

Приглашенные:

Сотрудники департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области:

Начальник отдела регулирования в электроэнергетике и газе департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области	Осипова Л.В.
Заместитель начальника отдела регулирования в электроэнергетике и газе департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области	Победина А.Н.
Консультант отдела регулирования в электроэнергетике и газе департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области	Смирнова Э.С.

Представители ИОГВ Костромской области

Начальник ПЭО администрации г. Костромы	Кашицына Т.А.
Заместитель главы администрации г. Шарьи	Гаинцев В.Н.

Представители регулируемых организаций:

Генеральный директор ООО «НОВАТЭК-Кострома»	Смирнов Д.М.
Начальник финансово-экономического управления ООО «НОВАТЭК-Кострома»	Кулейкина Ю.О.
Начальник отдела тарифообразования филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго»	Данилов А.С.
Генеральный директор ООО «Костромагазресурс»	Чижова Е.В.
Исполнительный директор ПАО «ТГК-2» г. Кострома	Сырчин С.В.
Заместитель начальника УТР ПАО «ТГК-2» г. Кострома	Поспелова О.В.
Директор МУП «Шарьинская ТЭЦ»	Валов М.А.

Кворум для принятия решения имелся.

Вопрос: «Об утверждении повестки заседания правления департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области (далее - ДГРЦ и Т КО)».

СЛУШАЛИ:

Секретаря – ведущего эксперта департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области Северюхина П.В.

Все члены правления, принимавшие участие в рассмотрении повестки, поддержали единогласно.

Смирнов А.Н. – Принять повестку.

Вопрос 1: «Об установлении (корректировке) тарифов на тепловую энергию на коллекторах источника тепловой энергии АО «Интер РАО - Электрогенерация» на территории Костромской области на 2020 год».

СЛУШАЛИ:

Уполномоченного по делу заместителя начальника отдела регулирования в электроэнергетике и газе Победину А.Н., сообщившего следующее.

Корректировка тарифов на тепловую энергию на 2020 год в рамках долгосрочного периода регулирования на 2018-2022 годы проведена на основании заявления филиала «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (далее – Костромская ГРЭС) об установлении (корректировке) тарифов на тепловую энергию на 2020 год (вх. от 29.04.2019 года № О-907).

В рамках полномочий, возложенных постановлением администрации Костромской области от 31.07.2012 года № 313-а «О департаменте государственного регулирования цен и тарифов Костромской области», принято решение об открытии дела об установлении (корректировке) тарифов на тепловую энергию Костромской ГРЭС на 2020 год (приказ ДГРЦ и Т КО от 06.05.2019 года № 80-Т).

В соответствии с пунктом 16 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 года № 1075, при установлении тарифов на тепловую энергию в отношении Костромской ГРЭС выбран метод индексации установленных тарифов на 2018-2022 годы (постановление ДГРЦ и Т КО от 05.05.2017 года № 17/58).

Расчет тарифов на тепловую энергию выполнен в соответствии с требованиями и нормами Федерального закона от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 года № 1075 (далее – Основы ценообразования), Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 года № 760-э (далее – Методические указания), прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период

до 2024 года, одобренном на заседании Правительства Российской Федерации (октябрь 2019 года) (далее – Прогноз), приказа ФАС России от 11.10.2019 года № 1334/19 «Об установлении предельных минимальных и максимальных уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более, на 2020 год».

Предприятие находится на общей системе налогообложения.

В соответствии с пунктом 52 Основ ценообразования орган регулирования ежегодно в течение долгосрочного периода регулирования осуществляет корректировку долгосрочного тарифа, ранее установленного на год, следующий за текущим годом, в соответствии с методическими указаниями 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. Корректировка осуществляется в соответствии с формулой корректировки необходимой валовой выручки, установленной в методических указаниях и включающей следующие показатели:

а) отклонение объема товаров (услуг), реализуемых в ходе осуществления регулируемой деятельности, от объема, учтенного при установлении тарифов для регулируемой организации;

б) отклонение фактических значений индекса потребительских цен и других индексов, предусмотренных прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, от значений, которые были использованы органом регулирования при установлении тарифов;

в) отклонение уровня неподконтрольных расходов от уровня неподконтрольных расходов, который был использован органом регулирования при установлении тарифов;

г) отклонение изменения количества и состава производственных объектов регулируемой организации от изменения, учтенного при установлении тарифов;

д) утверждение или изменение в установленном порядке инвестиционной программы, реализация инвестиционной программы (ввод производственных объектов в эксплуатацию);

е) изменение уровня доходности долгосрочных государственных долговых обязательств по сравнению с уровнем, учтенным при расчете необходимой валовой выручки;

ж) степень исполнения регулируемой организацией обязательств по созданию и (или) реконструкции объекта концессионного соглашения или по реализации инвестиционной программы в случае недостижения регулируемой организацией утвержденных плановых значений показателей надежности объектов теплоснабжения;

з) отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей - если в отношении регулируемой организации утверждена программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

и) отклонение сроков реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных сроков реализации такой программы – если в отношении регулируемой организации утверждена программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

к) изменение расхода топлива, относимого на производство тепловой энергии, при изменении метода распределения удельного расхода условного топлива между электрической энергией, отпускаемой с шин электростанций, и тепловой энергией, отпускаемой с коллекторов электростанций при комбинированном производстве электрической и тепловой энергии.

При анализе обоснованности величины расходов проведена работа по определению состава расходов и оценка их экономической обоснованности в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

Основные плановые (расчетные) показатели на расчетный период регулирования 2020 год:

1. Индекс потребительских цен, индексы роста цен на каждый энергетический ресурс, потребляемые регулируемой организацией при осуществлении регулируемой деятельности на расчетный период регулирования 2020 год:

Индексы приняты в соответствии с Прогнозом, таблица № 1.1:

Таблица № 1.1

№ п/п	Индексы	С 1 июля 2020 года, %
1.	Индекс потребительских цен (ИПЦ)	3,0 (в среднем по году)
2.	Индекс роста цен на электрическую энергию	4,8
3.	Индекс роста цен на водоснабжение, водоотведение	4,1
4.	Индекс роста цен на тепловую энергию	4,0

2. Объем полезного отпуска тепловой энергии (мощности), учтенный при расчете тарифов на тепловую энергию на 2020 год:

Объем отпуска тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на 2020 год, принят в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации, утвержденным приказом ФАС России от 28.11.2019 года № 1567/19-ДСП.

Расчет отпуска тепловой энергии на 2020 год, таблица № 1.2:

Таблица № 1.2
тыс. Гкал

№ п/п	Показатели	2020 год				Отклонение, +/-
		по предложению Костромской ГРЭС		по предложению ДГРЦ и Т КО		
		всего	в том числе	всего	в том числе	
			вода		вода	
1	2	3	4	5	6	7
1.	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего	197,17	197,17	197,17	197,17	0,00
	- ТЭЦ 25 МВт и более	197,17	197,17	197,17	197,17	0,00
2.	Покупная тепловая энергия	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	15,99	15,99	15,99	15,99	0,00
4.	Отпуск тепловой энергии от источника тепловой энергии (полезный отпуск)	181,20	181,20	181,20	181,20	0,00
5.	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск), всего	181,20	181,20	181,20	181,20	0,00

3. Величина необходимой валовой выручки регулируемой организации, использованная при расчете тарифов, и основные статьи расходов на 2020 год (корректировка в рамках долгосрочного периода регулирования 2018-2022 годы):

В соответствии с п. 52 Основ ценообразования, орган регулирования ежегодно в течение долгосрочного периода регулирования осуществляет корректировку долгосрочного тарифа, ранее установленного на год, следующий за текущим годом, в соответствии с методическими указаниями 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.

3.1. При определении операционных (подконтрольных) расходов произведена корректировка индексов, предусмотренных Прогнозом, от значений, которые ранее были использованы при установлении тарифов.

Коэффициент инфляции, учтенный на 2020 год в рамках формирования долгосрочных параметров регулирования на долгосрочный период регулирования 2018-2022 годы, составлял 3,4%.

В соответствии со сценарными условиями, основными параметрами Прогноза плановый показатель инфляции на 2020 год составляет 3,0%.

В связи с чем, проведена корректировка показателя инфляции при определении операционных (подконтрольных) расходов на 2020 год.

Операционные (подконтрольные) расходы определены исходя из утвержденных показателей на 2019 год. Коэффициент эффективности операционных расходов на 2020 год принят в размере 1,0%, коэффициент эластичности затрат по росту активов – в размере 0,75. В результате коэффициент индексации сложился и принят ДГРЦ и Т КО для определения (корректировки) операционных расходов на 2020 год в размере 1,020.

Определение (корректировка) операционных (подконтрольных) расходов на 2020 год в рамках долгосрочного периода регулирования 2018-2022 годы, таблица № 1.3:

Таблица № 1.3

№ п/п	Параметры расчета расходов	Единица измерения	2019 год утверждено	2020 год		
				утверждено	корректировка по предложению Костромской ГРЭС	корректировка по предложению ДГРЦ и Т КО
1	2	3	4	5	6	7
1.	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)		1,046	1,034	1,034	1,030
2.	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%	1,0	1,0	1,0	1,0
3.	Индекс изменения количества активов (ИКА)		0,0	0,0	0,0	0,0
4.	Коэффициент эластичности затрат по росту активов ($K_{эл}$)		0,75	0,75	0,75	0,75
	Итого коэффициент индексации		1,036	1,024	1,024	1,020
5.	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	12 645,54	12 947,36	12 944,73	12 899,04

3.2. Реестр неподконтрольных расходов на 2020 год (корректировка), таблица № 1.4:

Таблица № 1.4

тыс. руб.

№ п/п	Наименование расхода	2019 год утверждено	2020 год		
			утверждено	корректировка по предложению Костромской ГРЭС	корректировка по предложению ДГРЦ и Т КО
1	2	3	4	5	6
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	0,00	0,0	0,0	0,0
1.2	Арендная плата	0,00	0,0	0,0	0,0
1.3	Концессионная плата	0,00	0,0	0,0	0,0
1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	8 393,90	9 528,75	9 454,54	8 280,07
1.5	Отчисления на социальные нужды	1 585,51	1 623,35	1 672,76	1 617,29
1.6	Расходы по сомнительным долгам	0,00	0,0	0,0	0,0
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	1 611,61	1 611,61	2 319,73	1 857,61
	ИТОГО	11 591,02	12 763,71	13 447,04	11 754,98
2.	Налог на прибыль	343,96	363,27	218,58	352,70
3.	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования	0,00	0,0	2 507,01	0,0
4.	Итого неподконтрольных расходов	11 934,98	13 127,08	16 172,62	12 107,68

Расходы по статье «Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей» в части расходов за пользование водными объектами сформированы в размере 7 624,85 тыс. руб. и снижены от предложения Костромской ГРЭС на 1 088,33 тыс. руб.

Расходы по данной статье определены с учетом плановой выработки электрической энергии 14 682,00 млн. кВтч и объема водных ресурсов, забранных из водного объекта (р. Волга) 1 767,89 тыс. куб. метров (в доле по котлам по предложению Костромской ГРЭС). Ставка за пользование водными объектами принята в размере 288 руб./тыс. куб. метров согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 30.12.2006 года № 876 «О ставках платы за пользование водными объектами, находящимися в федеральной собственности» с применением коэффициента 2,01 в соответствии с положениями пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 18.09.2019 года № 1211 «О внесении изменений в пункт 1 постановления Правительства Российской Федерации от 26.12.2014 года № 1509».

Расходы по статье «Отчисления на социальные нужды» приняты в размере 1 617,29 тыс. руб., рассчитаны исходя из принимаемого размера фонда оплаты труда (подконтрольные расходы) и действующих тарифов страховых взносов в соответствии с гл. 34 ч. 2 Налогового кодекса Российской Федерации.

Расходы по статье «Амортизация основных средств и нематериальных активов» сформированы в размере 1 875,61 тыс. руб. и снижены от предложения Костромской ГРЭС на 462,12 тыс. руб. Расходы определены исходя из фактических данных за 2018 год с учетом плановых вводов по основным фондам в 2019-2020 годах.

Расходы по налогу на прибыль приняты в размере 352,70 тыс. руб. и скорректированы в результате уточнения налогооблагаемой базы.

В полном объеме исключена экономия операционных расходов и энергетических ресурсов. Данная экономия возникла у регулируемой организации вследствие изменения доли распределения затрат между видами деятельности по производству электрической и тепловой энергии и не связана с проводимыми регулируемой организацией мероприятиями, направляемыми на снижение расходов.

В результате неподконтрольные расходы на 2020 год сформированы в размере 12 107,68 тыс. руб. и снижены от предложения Костромской ГРЭС на 4 064,94 тыс. руб.

3.3. Реестр расходов на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя на 2020 год (корректировка), таблица № 1.5:

Таблица № 1.5
тыс. руб.

№ п/п	Наименование ресурса	2019 год утверждено	2020 год		
			утверждено	корректировка по предложению Костромской ГРЭС	корректировка по предложению ДГРЦ и Т КО
1	2	3	4	5	6
1.	Расходы на топливо	118 989,06	121 503,28	146 615,76	131 442,56
2.	Расходы на электрическую энергию	4,65	4,75	4,79	4,75
3.	Расходы на тепловую энергию	64,91	67,61	65,69	67,50
4.	ИТОГО	119 058,62	121 575,64	146 686,25	131 514,81

Расходы на топливо определялись с учетом полугодовой разбивки балансовых показателей производства тепловой энергии, утвержденных в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России по субъектам Российской Федерации на 2020 год, утвержденным приказом ФАС России от 28.11.2019 года № 1567/19-ДСП.

Согласно Прогноза на 2020 год индексы роста цен приняты: на природный газ в размере 3% (с 1 июля), мазут – 0,8% (с 1 июля).

Расходы по статье «Расходы на электрическую энергию» определены исходя из плановых объемов потребления электрической энергии, принятых на 2019 год, и цены,

сформированной из факта 2018 года, проиндексированной на индексы роста цен на 2019 и 2020 годы в размере 5,4% и 4,8% соответственно.

Расходы по статье «Расходы на тепловую энергию» определены исходя из плановых объемов потребления тепловой энергии, принятых на 2019 год, и тарифов на тепловую энергию, утвержденных на 2 полугодие 2019 года с учетом индексации с 1 июля 2020 года в размере 4%.

3.4. Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов на 2020 год (корректировка) в рамках долгосрочного периода регулирования 2018-2022 годы, таблице № 1.6:

Таблица № 1.6
тыс. руб.

№ п/п	Наименование расхода	2019 год утверждено	2020 год		
			утверждено	корректировка по предложению Костромской ГРЭС	корректировка по предложению ДГРЦ и Т КО
1	2	3	4	5	6
1.	Операционные (подконтрольные) расходы	12 645,54	12 947,36	12 944,73	12 899,04
2.	Неподконтрольные расходы	11 934,98	13 127,08	16 172,62	12 107,68
3.	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	119 058,62	121 575,64	146 686,25	131 514,81
4.	Прибыль	163,78	167,68	874,32	177,88
5.	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	0,00	0,00	0,00	0,00
6.	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	0,00	-200,00	3 253,83	-8 731,81
7.	Корректировка с учетом надежности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ	0,00	0,00	0,00	0,00
8.	Предпринимательская прибыль (5% от п.1+п.2+п.3-топливо)	1 212,06	1 285,79	1 445,18	1 232,94
9.	ИТОГО необходимая валовая выручка	145 014,97	148 903,56	181 376,94	149 196,55

По статье «Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов» предусмотрено тарифное сглаживание по согласованию с регулируемой организацией по расходам, которые образовались в виду перехода Костромской ГРЭС на расчет баланса тепловой энергии с выделением объемов тепловой энергии на хозяйственные нужды станции (ранее данный объем не учитывался при расчете тарифов на тепловую энергию). Данная величина сглаживания будет учтена при формировании необходимой валовой выручки и корректировке тарифов на тепловую энергию в последующих периодах регулирования.

В результате проведенных корректировок ДГРЦ и Т КО необходимая валовая выручка на 2020 год сформирована в размере 149 196,55 тыс. руб., снижена от предложения Костромской ГРЭС на 32 180,39 тыс. руб.

Правлению предлагается к рассмотрению и установлению следующие тарифы на 2020 год (корректировка в рамках долгосрочного периода регулирования 2018-2022 годы):

1. Тарифы на тепловую энергию на коллекторах источника тепловой энергии акционерного общества «Интер РАО – Электрогенерация» на территории Костромской области на 2020 год в рамках долгосрочного периода регулирования 2018-2022 годы, таблица № 1.7:

Таблица № 1.7

№ п/п	Вид тарифа	Год (период)	Вода
1. Одноставочный тариф, руб./Гкал (без учета налога на добавленную стоимость)			
		2020	
1.1.	Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2020 по 30.06.2020	809,19
1.2.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	841,90

Все члены Правления, принимавшие участие в рассмотрении вопроса № 1 Повестки, предложение уполномоченного по делу Побединой А.Н. поддержали единогласно.

Смирнов А.Н. – Принять предложение уполномоченного по делу.

Костромская ГРЭС выразила согласие с размером тарифов на тепловую энергию на 2020 год (корректировка в рамках долгосрочного периода регулирования 2018-2022 годы) (письмо от 18.12.2019 года № ПЭО/2470).

РЕШИЛИ:

1. Установить тарифы на тепловую энергию на коллекторах источника тепловой энергии акционерного общества «Интер РАО – Электрогенерация» на территории Костромской области на 2020 год в рамках долгосрочного периода регулирования 2018-2022 годы, таблица № 1.8:

Таблица № 1.8

№ п/п	Вид тарифа	Год (период)	Вода
1. Одноставочный тариф, руб./Гкал (без учета налога на добавленную стоимость)			
		2020	
1.1.	Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2020 по 30.06.2020	809,19
1.2.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	841,90

2. Постановление об установлении тарифов вступает в силу со дня его официального опубликования.

3. Утвержденные тарифы являются фиксированными, занижение и (или) завышение организацией тарифов является нарушением порядка ценообразования.

4. Раскрыть информацию по стандартам раскрытия в установленные сроки, в соответствии с действующим законодательством.

Голосовали за данное решение:

№ п/п	Члены Правления	Результаты голосования	Решение Правления
Департамент государственного регулирования цен и тарифов Костромской области			Голосование: за – 5 чел. против – 0 чел. воздержался – 0 чел. Решение: принято
1.	Смирнов А.Н.	за	
2.	Якимова Л.А.	за	
3.	Маракулина И.А.	за	
4.	Мокина Т.А.	за	
5.	Северюхин П.В.	за	
Управление Федеральной антимонопольной службы по Костромской области			
6.	Макарова Ю.А.	Не голосовала	

Вопрос 2: «Об установлении тарифов на тепловую энергию для МУП «Шарьинская ТЭЦ» на 2020-2024 годы».

СЛУШАЛИ:

Уполномоченного по делу заместителя начальника отдела регулирования в электроэнергетике и газе Победину А.Н., сообщившего следующее.

Основанием для установления тарифов на тепловую энергию для МУП «Шарьинская ТЭЦ» на долгосрочный период регулирования 2020-2024 годы является заявление МУП «Шарьинская ТЭЦ» об установлении тарифов на тепловую энергию на долгосрочный период регулирования 2020-2024 годы (вх. от 24.04.2019 года № О-748, вх. от 05.11.2019 года № О-2203 (уточненный расчет)).

В рамках полномочий, возложенных постановлением администрации Костромской области от 31.07.2012 года № 313-а «О департаменте государственного регулирования цен и тарифов Костромской области», принято решение об открытии дела об установлении тарифов на тепловую энергию для МУП «Шарьинская ТЭЦ» на 2020-2024 годы (приказ ДГРЦ и Т КО от 30.04.2019 года № 51-Т).

В соответствии с п. 16 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 года № 1075, при установлении тарифов на тепловую энергию в отношении МУП «Шарьинская ТЭЦ» выбран метод индексации установленных тарифов на 2020-2024 годы (постановление ДГРЦ и Т КО от 26.04.2019 года № 19/47).

Расчет тарифов на тепловую энергию выполнен в соответствии с требованиями и нормами Федерального закона от 27.07.2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 года № 1075 (далее – Основы ценообразования), Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 года № 760-э (далее – Методические указания), прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года, одобренном на заседании Правительства Российской Федерации (октябрь 2018 года) (далее – Прогноз).

Предприятие находится на общей системе налогообложения.

Основные плановые (расчетные) показатели на долгосрочный период регулирования 2020-2024 годы:

1. Индекс потребительских цен, индексы роста цен на каждый энергетический ресурс, потребляемые регулируемой организацией при осуществлении регулируемой деятельности на долгосрочный период регулирования 2020-2024 годы:

Индексы приняты в соответствии с Прогнозом, таблица № 2.1:

Таблица № 2.1

№ п/п	Индексы	С 1 июля 2020 года, %	С 1 июля 2021 года, %	С 1 июля 2022 года, %	С 1 июля 2023 года, %	С 1 июля 2024 года, %
1.	Индекс потребительских цен (ИПЦ)	3,0 (в среднем по году)	3,7 (в среднем по году)	4,0 (в среднем по году)	4,0 (в среднем по году)	4,0 (в среднем по году)
2.	Индекс роста цен на электрическую энергию	4,8	4,1	4,0	4,0	4,0
3.	Индекс роста цен на водоснабжение, водоотведение	4,1	4,0	4,0	4,0	4,0
4.	Индекс роста цен на тепловую энергию	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0

2. Объем полезного отпуска тепловой энергии (мощности), учтенный при расчете тарифов на тепловую энергию на 2020 год:

Объем отпуска тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на 2020 год, принят в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации, утвержденным приказом ФАС России от 28.11.2019 года № 1567/19-ДСП.

Расчет отпуска тепловой энергии МУП «Шарьинская ТЭЦ» на 2020 год, таблица № 2.2:

Таблица № 2.2
тыс. Гкал

№ п/п	Показатели	Период регулирования 2020 год по предложению МУП «Шарьинская ТЭЦ»		Период регулирования 2020 год по предложению ДГРЦ и Т КО		Отклонения, +/-
		всего	в том числе	всего	в том числе	
			вода		вода	
1	2	3	4	5	6	7
1.	Отпуск теплоэнергии, всего	229,80	229,80	229,21	229,21	-0,59
	- ТЭЦ менее 25 МВт	220,56	220,56	220,56	220,56	0,00
	- котельные	9,24	9,24	8,65	8,65	-0,59
2.	Покупная теплоэнергия	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Хозяйственные нужды с коллекторов всего	1,99	1,99	0,99	0,99	-1,00
4.	Полезный отпуск теплоэнергии с коллекторов в сети потребителей всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.	Отпуск теплоэнергии в сети СЦТ (п.1+п.2-п.3-п.4)	227,81	227,81	228,22	228,22	0,41
6.	Потери теплоэнергии в сети СЦТ	67,48	67,48	66,21	66,21	-1,27
6.1.	то же в % к отпуску в сеть	29,62	29,62	29,01	29,01	0,00
7.	Полезный отпуск теплоэнергии из тепловой сети СЦТ (п.5-п.6-п.7), всего	160,33	160,33	162,01	162,01	1,68
8.	Полезный отпуск теплоэнергии всего (п.4+п.8),	160,33	160,33	162,01	162,01	1,68

Потери тепловой энергии в тепловых сетях приняты в объеме 66,21 тыс. Гкал в соответствии с нормативами технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям для МУП «Шарьинская ТЭЦ» на 2020 год, утвержденными постановлениями департамента строительства, жилищно-коммунального хозяйства и топливно-энергетического комплекса Костромской области от 07.05.2019 года № 12 «Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям и удельного расхода топлива при производстве тепловой и электрической энергии, источником тепловой и электрической энергии МУП «Шарьинская ТЭЦ», в городе Шарья Костромской области, на 2020 год» и от 13.05.2019 года № 15 «Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям и удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии котельными МУП «Шарьинская ТЭЦ» на 2020 год».

3. Величина необходимой валовой выручки регулируемой организации, использованная при расчете тарифов, и основные статьи расходов на долгосрочный период регулирования 2020-2024 годы:

3.1. В соответствии с пунктом 33 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 года № 760-э, при расчете долгосрочных тарифов методом индексации установленных тарифов перед началом долгосрочного периода регулирования был определен базовый уровень операционных расходов.

Доля распределения затрат по видам деятельности определена исходя из утвержденных ФАС России в отношении МУП «Шарьинская ТЭЦ» (станция) балансовых показателей на 2020 год.

Доля затрат, отнесенная на производство тепловой энергии, принята ДГРЦ и Т КО

на 2020 год, таблица № 2.3:

Таблица № 2.3

Наименование организации	Доля распределения затрат по видам деятельности, %	
	производство электрической энергии	производство тепловой энергии
МУП «Шарьинская ТЭЦ» (станция)	10,6	89,4

Операционные (подконтрольные) расходы на первый год долгосрочного периода регулирования (базовый уровень операционных расходов) сформированы ДГРЦ и Т КО в размере 164 659,77 тыс. руб.

Операционные (подконтрольные) расходы на 2020 год (базовый уровень операционных расходов), таблица № 2.4:

Таблица № 2.4
тыс. руб.

№ п/п	Наименование расхода	2020 год по данным МУП «Шарьинская ТЭЦ»	2020 год по данным ДГРЦ и Т КО	Отклонения, +/-
1	2	3	4	5
1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	27 112,91	23 113,24	-3 999,67
2.	Расходы на ремонт основных средств	32 673,77	31 721,70	- 952,07
3.	Расходы на оплату труда	108 220,78	87 601,63	- 20 619,15
4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	11 472,16	9 418,96	- 2 053,20
5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	15 205,43	8 521,20	- 6 684,22
6.	Расходы на служебные командировки	299,72	286,21	- 13,51
7.	Расходы на обучение персонала	231,35	220,92	- 10,43
8.	Лизинговый платеж	0,00	245,56	245,56
9.	Арендная плата	4 399,14	1 994,05	- 2 405,09
10.	Другие расходы, в том числе:	129,62	1 536,30	1 406,68
	Итого базовый уровень операционных расходов	199 744,88	164 659,77	-35 085,12

Расходы МУП «Шарьинская ТЭЦ» по статьям затрат определялись на основании анализа представленных обосновывающих документов (договора, ведомости, счета-фактуры, акты, расчеты, графики и т.п.), анализа фактических данных за 2018 года и 11 месяцев 2019 года, утвержденных показателей в предыдущем периоде регулирования 2019 г. и заявленных показателей регулируемой организации.

Расчет операционных (подконтрольных) расходов на каждый год долгосрочного периода регулирования, таблица № 2.5:

Таблица № 2.5

№ п/п	Параметры расчета расходов	Ед. измер.	Долгосрочный период регулирования 2020-2024 годы				
			2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	2	3	4	5	6	7	8
По предложению МУП «Шарьинская ТЭЦ»							
1.	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)		1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
2.	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
3.	Индекс изменения количества активов (ИКА)		-	-	-	-	-
3.1.	установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч	191	191	191	191	191
4.	Коэффициент эластичности затрат по росту активов (К _{эл})		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
5.	Итого коэффициент индексации		1,030	1,030	1,030	1,030	1,030

№ п/п	Параметры расчета расходов	Ед. измер.	Долгосрочный период регулирования 2020-2024 годы				
			2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	2	3	4	5	6	7	8
6.	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	199 744,88	205 657,33	211 744,79	218 012,44	224 465,60
По предложению ДГРЦ и Т КО							
1.	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)		1,030	1,037	1,040	1,040	1,040
2.	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
3.	Индекс изменения количества активов (ИКА)		-	-	-	-	-
3.1.	установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч	202	202	202	202	202
4.	Коэффициент эластичности затрат по росту активов (K _{эл})		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
5.	Итого коэффициент индексации		1,020	1,026	1,029	1,029	1,029
6.	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	164 659,77	168 997,38	173 967,92	179 032,97	184 312,85

3.2. Реестр неподконтрольных расходов, таблица № 2.6:

Таблица № 2.6
тыс. руб.

№ п/п	Наименование расхода	2020 год		Отклонения, +/-	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
		по данным МУП «ШТЭЦ»	по данным ДГРЦ и Т КО		по данным ДГРЦ и Т КО			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	Арендная плата	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	3 157,475	2 716,12	-441,36	2 716,12	2 716,12	2 716,12	2 716,12
1.3	Отчисления на социальные нужды	32 682,68	28 207,72	-4 474,96	28 950,80	29 802,30	30 669,99	31 574,48
1.4	Расходы по сомнительным долгам	1 132,74	0,00	-1 132,74	0,00	0,00	0,00	0,00
1.5	Амортизация основных средств и НМА	12 180,92	11 858,84	-322,08	14 892,99	15 756,11	13 290,19	13 290,19
	ИТОГО	49 153,81	42 782,68	-6 371,13	46 559,91	48 274,52	46 676,30	47 580,79
2.	Налог на прибыль	4 436,16	109,40	-4 326,76	113,42	117,93	122,59	127,48
3.	Итого неподконтрольных расходов	53 589,97	42 892,08	-10 697,89	46 673,33	48 392,45	46 798,89	47 708,27

Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей приняты в размере 2 716,12 тыс. руб. и снижены от предложения МУП «Шарьинская ТЭЦ» на 441,36 тыс. руб., в результате анализа фактических расходов за 2018 год и 9 месяцев 2019 года, уточнения доли распределения расходов между регулируемым видами деятельности по станции.

Расходы по статье «Отчисления на социальные нужды» приняты в размере 28 207,72 тыс. руб. и снижены от предложения МУП «Шарьинская ТЭЦ» на 4 474,96 тыс. руб., в результате перерасчета фонда оплаты труда, действующие тарифы страховых взносов приняты в соответствии с гл. 34 ч. 2 Налогового кодекса Российской Федерации.

Расходы по сомнительным долгам полностью исключены в связи с отсутствием обосновывающих материалов (не представлены акты инвентаризации дебиторской задолженности на последнее число отчетного периода, приказы на создание и списание безнадежных расходов и (или) бухгалтерские справки, оборотно-сальдовые ведомости по счету 63, копии исполнительных листов и судебных приказов).

Расходы по налогу на прибыль приняты в размере 109,40 тыс. руб. и снижены от предложения МУП «Шарьинская ТЭЦ» в результате уточнения налогооблагаемой базы.

Неподконтрольные расходы сформированы ДГРЦ и Т КО на 2020 год в размере 42 892,08 тыс. руб. и снижены от предложения МУП «Шарьинская ТЭЦ» на 10 697,89 тыс. руб.

3.3. Реестр расходов на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, таблица № 2.7:

Таблица № 2.7
тыс. руб.

№ п/п	Наименование расхода	2020 год		Отклонения, +/-	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
		по данным МУП «ШТЭЦ»	по данным ДГРЦ и Т КО		по данным ДГРЦ и Т КО			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Расходы на топливо	351 649,68	297 654,97	-53 994,71	297 921,72	300 751,4	304 385,71	308 380,56
2.	Расходы на электро-энергию	6 990,77	6 120,16	-870,61	6 242,56	6 429,84	6 622,73	6 821,41
3.	Расходы на холодную воду	19183,90	17138,71	-2 045,19	17481,49	18005,93	18546,11	19102,49
4.	Итого расходов	377 824,35	320 913,84	-56 910,51	321 645,77	325 187,15	329 554,55	334 304,47

Удельный расход топлива при производстве тепловой энергии принят согласно нормативам, утвержденным постановлениями департамента строительства, жилищно-коммунального хозяйства и топливно-энергетического комплекса Костромской области от 07.05.2019 года № 12 «Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям и удельного расхода топлива при производстве тепловой и электрической энергии, источником тепловой и электрической энергии МУП «Шарьинская ТЭЦ», в городе Шарья Костромской области, на 2020 год» и от 13.05.2019 года № 15 «Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям и удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии котельными МУП «Шарьинская ТЭЦ» на 2020 год».

С 2019 года МУП «Шарьинская ТЭЦ» перешла на физический метод распределения расхода топлива.

В соответствии с Правилами распределения удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 года № 1075, ДГРЦ и Т КО приняты понижающие коэффициенты, характеризующие динамику изменения расходов на топливо, устанавливаемых в целях перехода от одного метода распределения расхода топлива к другому методу. Переходный период принят на три года.

Понижающие коэффициенты, применяемые к планируемым нормативам удельных расходов условного топлива для МУП «Шарьинская ТЭЦ» приняты на 2020 год – 0,96, на 2021 год – 0,98.

Цена мазута принята в размере 16 753,21 руб./тонну (в среднем по году, без НДС) исходя из фактических цен за 2018 год и 11 месяцев 2019 года с учетом анализа закупок МУП «Шарьинская ТЭЦ» и средних закупочных цен по региону с применением индекса цен производителей промышленности, принятого на 2020 год согласно Прогноза в размере 102,8%.

Цена угля принята в размере 3 975,64 руб./тонну (в среднем по году, без НДС) по предложению МУП «Шарьинская ТЭЦ» с применением индекса цен производителей промышленности, принятого на 2020 год согласно Прогноза в размере 102,8% исходя из анализа закупок МУП «Шарьинская ТЭЦ» и средних закупочных цен по региону.

Расходы по статье «Расходы на электрическую энергию» определены исходя из фактических объемов потребления электрической энергии в 2018 году с учетом анализа фактических объемов потребления за 9 месяцев 2019 года и фактической цены на электрическую энергию (мощность), сложившейся в 2018 году, проиндексированной на индексы роста цен производителей по обеспечению электрической энергией на 2019 и 2020 годы согласно Прогноза.

Расходы по статье «Расходы на холодную воду» определены исходя из анализа фактических объемов потребления холодной воды за 2018 год и 11 месяцев 2019 года и принятых цен (тарифов) на услуги водоснабжения и водоотведения на 2020 год

постановлением департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области от 17.12.2019 года № 19/373 «О внесении изменения в постановление департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области от 18.12.2018 № 18/544».

3.4 Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов, таблица № 2.8:

Таблица № 2.8

тыс. руб.

№ п/п	Показатели	2020 год		2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
		по данным МУП «ШТЭЦ»	по данным ДГРЦ и Т КО	по данным ДГРЦ и Т КО			
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Операционные (подконтрольные) расходы	199 744,88	164 659,77	168 997,38	173 967,92	179 032,97	184 312,85
2.	Неподконтрольные расходы	53 589,97	42 892,08	46 673,33	48 392,45	46 798,89	47 708,27
3.	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	377 824,35	320 913,84	321 645,77	325 187,15	329 554,55	334 304,47
4.	Прибыль	17 984,43	437,61	453,67	471,73	490,37	509,93
5.	Выпадающие доходы/экономия средств	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	0,00	-35 520,00	-17 100,00	-1 700,00	17 880,00	36 440,00
7.	Итого необходимая валовая выручка	649 143,63	493 383,29	520 670,15	546 319,25	573 756,78	603 275,52

На 2020 год необходимая валовая выручка формировалась исходя из расчета экономически обоснованных расходов по каждой статье расходов, на последующие периоды 2021-2024 годы исходя из расходов базового периода 2020 года с применением индексов роста, ИПЦ согласно Прогноза.

Исходя из сформированной необходимой валовой выручки МУП «Шарьинская ТЭЦ», указанной в таблице № 2.8, Правлению предлагаются к рассмотрению и установлению следующие тарифы на тепловую энергию и долгосрочные параметры регулирования МУП «Шарьинская ТЭЦ» на 2020-2024 годы:

1. Тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии МУП «Шарьинская ТЭЦ» (на коллекторах источника тепловой энергии), на 2020-2024 годы, таблица № 2.9:

Таблица № 2.9

№ п/п	Вид тарифа	Год (период)	Вода
1.	На коллекторах источников тепловой энергии (без учета налога на добавленную стоимость)		
		2020	
1.1.	Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2020 по 30.06.2020	1 909,46
1.2.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	1 992,59
		2021	
1.3.		с 01.01.2021 по 30.06.2021	1 992,59
1.4.		с 01.07.2021 по 31.12.2021	2 081,35
		2022	
1.5.		с 01.01.2022 по 30.06.2022	2 081,35
1.6.		с 01.07.2022 по 31.12.2022	2 176,77
		2023	
1.7.		с 01.01.2023 по 30.06.2023	2 176,77
1.8.	с 01.07.2023 по 31.12.2023	2 279,49	

№ п/п	Вид тарифа	Год (период)	Вода
		2024	
1.9.		с 01.01.2024 по 30.06.2024	2 279,49
1.10.		с 01.07.2024 по 31.12.2024	2 390,20
Население (с учетом налога на добавленную стоимость)			
		2020	
1.11.		с 01.01.2020 по 30.06.2020	2 291,35
1.12.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	2 391,11
		2021	
1.13.		с 01.01.2021 по 30.06.2021	2 391,11
1.14.		с 01.07.2021 по 31.12.2021	2 497,62
		2022	
1.15.	Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2022 по 30.06.2022	2 497,62
1.16.		с 01.07.2022 по 31.12.2022	2 612,12
		2023	
1.17.		с 01.01.2023 по 30.06.2023	2 612,12
1.18.		с 01.07.2023 по 31.12.2023	2 735,39
		2024	
1.19.		с 01.01.2024 по 30.06.2024	2 735,39
1.20.		с 01.07.2024 по 31.12.2024	2 868,24

2. Тарифы на тепловую энергию для МУП «Шарьинская ТЭЦ» на 2020-2024 годы, таблица № 2.10:

Таблица № 2.10

№ п/п	Вид тарифа	Год (период)	Вода
1.	Для потребителей, подключенных к тепловым сетям эксплуатируемой теплоснабжающей организации (без учета налога на добавленную стоимость)		
		2020	
1.1.	Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2020 по 30.06.2020	2 972,29
1.2.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	3 150,66
		2021	
1.3.		с 01.01.2021 по 30.06.2021	3 150,66
1.4.		с 01.07.2021 по 31.12.2021	3 304,81
		2022	
1.5.		с 01.01.2022 по 30.06.2022	3 304,81
1.6.		с 01.07.2022 по 31.12.2022	3 469,12
		2023	
1.7.		с 01.01.2023 по 30.06.2023	3 469,12
1.8.	с 01.07.2023 по 31.12.2023	3 645,74	
	2024		
1.9.	с 01.01.2024 по 30.06.2024	3 645,74	
1.10.	с 01.07.2024 по 31.12.2024	3 835,98	
Население (с учетом налога на добавленную стоимость)			
		2020	
1.11.	Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2020 по 30.06.2020	3 566,75
1.12.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	3 780,79
		2021	
1.13.		с 01.01.2021 по 30.06.2021	3 780,79
1.14.		с 01.07.2021 по 31.12.2021	3 965,77
		2022	
1.15.		с 01.01.2022 по 30.06.2022	3 965,77
1.16.		с 01.07.2022 по 31.12.2022	4 162,95
		2023	
1.17.		с 01.01.2023 по 30.06.2023	4 162,95
1.18.	с 01.07.2023 по 31.12.2023	4 374,89	
	2024		
1.19.	с 01.01.2024 по 30.06.2024	4 374,89	
1.20.	с 01.07.2024 по 31.12.2024	4 603,18	

Рост тарифов на тепловую энергию для МУП «Шарьинская ТЭЦ» с 1 июля 2020 года составит 6,0%, что соответствует параметрам Прогноза и индексу изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги по городскому округу город Шарья на 2020 год, утвержденному постановлением губернатора Костромской области от 25.11.2019 года № 213 «О внесении изменений в постановление губернатора Костромской области от 10.12.2018 № 259» с 1 июля в размере 6,0%.

3. Долгосрочные параметры регулирования МУП «Шарьинская ТЭЦ» для формирования тарифов с использованием метода индексации установленных тарифов на 2020-2024 годы, таблица № 2.11:

Таблица № 2.11

№ п/п	Год	Базовый уровень операционных расходов	Индекс эффективности операционных расходов	Нормативный уровень прибыли	Уровень надежности теплоснабжения		Показатели энергосбережения энергетической эффективности			Реализация программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности	Динамика изменения расходов на топливо
					Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на 1 км тепловых сетей	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии	Технологические потери тепловой энергии	Технологические потери тепловой энергии к материальной характеристике тепловых сетей		
		тыс. руб.	%	%	ед.	ед.	кг у т/Гкал	Гкал/год	Гкал/кв.м.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ)											
1.1.	2020	143 416,85	1,0	х	0,0	0,0	222,17	65 220	4,56	х	0,96
1.2.	2021	х	1,0	х	0,0	0,0	222,17	65 220	4,56	х	0,98
1.3.	2022	х	1,0	х	0,0	0,0	222,17	65 220	4,56	х	х
1.4.	2023	х	1,0	х	0,0	0,0	222,17	65 220	4,56	х	х
1.5.	2024	х	1,0	х	0,0	0,0	222,17	65 220	4,56	х	х
Котельные											
2.1.	2020	21 242,92	1,0	х	0,0	0,0	220,59	993	3,70	х	х
2.2.	2021	х	1,0	х	0,0	0,0	220,59	993	3,70	х	х
2.3.	2022	х	1,0	х	0,0	0,0	220,59	993	3,70	х	х
2.4.	2023	х	1,0	х	0,0	0,0	220,59	993	3,70	х	х
2.5.	2024	х	1,0	х	0,0	0,0	220,59	993	3,70	х	х

Все члены Правления, принимавшие участие в рассмотрении вопроса № 2 Повестки, предложение уполномоченного по делу Побединой А.Н. поддержали единогласно.

Смирнов А.Н. – Принять предложение уполномоченного по делу Побединой А.Н.

Возражений со стороны МУП «Шарьинская ТЭЦ» по величине необходимой валовой выручке и размеру тарифов на тепловую энергию не заявлено.

РЕШИЛИ:

1. Установить тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии МУП «Шарьинская ТЭЦ» (на коллекторах источника тепловой энергии), на 2020-2024 годы, таблица № 2.12:

Таблица № 2.12

№ п/п	Вид тарифа	Год (период)	Вода
1.	На коллекторах источников тепловой энергии (без учета налога на добавленную стоимость)		
	Одноставочный, руб./Гкал	2020	
1.1.		с 01.01.2020 по 30.06.2020	1 909,46
1.2.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	1 992,59
		2021	
1.3.		с 01.01.2021 по 30.06.2021	1 992,59
1.4.		с 01.07.2021 по 31.12.2021	2 081,35
		2022	
1.5.		с 01.01.2022 по 30.06.2022	2 081,35
1.6.		с 01.07.2022 по 31.12.2022	2 176,77
		2023	
1.7.		с 01.01.2023 по 30.06.2023	2 176,77
1.8.		с 01.07.2023 по 31.12.2023	2 279,49
		2024	
1.9.		с 01.01.2024 по 30.06.2024	2 279,49
1.10.		с 01.07.2024 по 31.12.2024	2 390,20

№ п/п	Вид тарифа	Год (период)	Вода
Население (с учетом налога на добавленную стоимость)			
		2020	
1.11.	Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2020 по 30.06.2020	2 291,35
1.12.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	2 391,11
		2021	
1.13.		с 01.01.2021 по 30.06.2021	2 391,11
1.14.		с 01.07.2021 по 31.12.2021	2 497,62
		2022	
1.15.		с 01.01.2022 по 30.06.2022	2 497,62
1.16.		с 01.07.2022 по 31.12.2022	2 612,12
		2023	
1.17.		с 01.01.2023 по 30.06.2023	2 612,12
1.18.		с 01.07.2023 по 31.12.2023	2 735,39
		2024	
1.19.	с 01.01.2024 по 30.06.2024	2 735,39	
1.20.	с 01.07.2024 по 31.12.2024	2 868,24	

2. Установить тарифы на тепловую энергию для МУП «Шарьинская ТЭЦ» на 2020-2024 годы (таблица № 2.13):

Таблица № 2.13

№ п/п	Вид тарифа	Год (период)	Вода
1.	Для потребителей, подключенных к тепловым сетям эксплуатируемой теплоснабжающей организации (без учета налога на добавленную стоимость)		
		2020	
1.1.	Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2020 по 30.06.2020	2 972,29
1.2.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	3 150,66
		2021	
1.3.		с 01.01.2021 по 30.06.2021	3 150,66
1.4.		с 01.07.2021 по 31.12.2021	3 304,81
		2022	
1.5.		с 01.01.2022 по 30.06.2022	3 304,81
1.6.		с 01.07.2022 по 31.12.2022	3 469,12
		2023	
1.7.		с 01.01.2023 по 30.06.2023	3 469,12
1.8.		с 01.07.2023 по 31.12.2023	3 645,74
		2024	
1.9.	с 01.01.2024 по 30.06.2024	3 645,74	
1.10.	с 01.07.2024 по 31.12.2024	3 835,98	
Население (с учетом налога на добавленную стоимость)			
		2020	
1.11.	Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2020 по 30.06.2020	3 566,75
1.12.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	3 780,79
		2021	
1.13.		с 01.01.2021 по 30.06.2021	3 780,79
1.14.		с 01.07.2021 по 31.12.2021	3 965,77
		2022	
1.15.		с 01.01.2022 по 30.06.2022	3 965,77
1.16.		с 01.07.2022 по 31.12.2022	4 162,95
		2023	
1.17.		с 01.01.2023 по 30.06.2023	4 162,95
1.18.		с 01.07.2023 по 31.12.2023	4 374,89
		2024	
1.19.	с 01.01.2024 по 30.06.2024	4 374,89	
1.20.	с 01.07.2024 по 31.12.2024	4 603,18	

3. Установить долгосрочные параметры регулирования МУП «Шарьинская ТЭЦ» для формирования тарифов с использованием метода индексации установленных тарифов на 2020-2024 годы (таблица № 2.14):

Таблица № 2.14

№ п/п	Год	Базовый уровень операционных расходов	Индекс эффективности операционных расходов	Нормативный уровень прибыли	Уровень надежности теплоснабжения		Показатели энергосбережения энергетической эффективности			Реализация программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности	Динамика изменения расходов на топливо
					Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в расчете на 1 км тепловых сетей	Удельный расход топлива на производство единицы тепловой энергии	Технологические потери тепловой энергии	Технологические потери тепловой энергии к материальной характеристике тепловых сетей		
		тыс. руб.	%	%	ед.	ед.	кг ут/Гкал	Гкал/год	Гкал/кв.м.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ)											
1.1.	2020	143 416,85	1,0	х	0,0	0,0	222,17	65 220	4,56	х	0,96
1.2.	2021	х	1,0	х	0,0	0,0	222,17	65 220	4,56	х	0,98
1.3.	2022	х	1,0	х	0,0	0,0	222,17	65 220	4,56	х	х
1.4.	2023	х	1,0	х	0,0	0,0	222,17	65 220	4,56	х	х
1.5.	2024	х	1,0	х	0,0	0,0	222,17	65 220	4,56	х	х
2. Котельные											
2.1.	2020	21 242,92	1,0	х	0,0	0,0	220,59	993	3,70	х	х
2.2.	2021	х	1,0	х	0,0	0,0	220,59	993	3,70	х	х
2.3.	2022	х	1,0	х	0,0	0,0	220,59	993	3,70	х	х
2.4.	2023	х	1,0	х	0,0	0,0	220,59	993	3,70	х	х
2.5.	2024	х	1,0	х	0,0	0,0	220,59	993	3,70	х	х

4. Тарифы, указанные в пунктах 1,2 настоящего протокола, действуют с 01.01.2020 по 31.12.2024.

5. Постановление об установлении тарифов подлежит официальному опубликованию и вступает в силу с 1 января 2020 года.

6. Утвержденные тарифы являются фиксированными, занижение и (или) завышение организацией указанных тарифов является нарушением порядка ценообразования.

7. Раскрыть информацию по стандартам раскрытия в установленные сроки, в соответствии с действующим законодательством.

Голосовали за данное решение:

№ п/п	Члены Правления	Результаты голосования	Решение Правления
Департамент государственного регулирования цен и тарифов Костромской области			Голосование: за – 5 чел. против – 0 чел. воздержался – 0 чел. Решение: принято
1.	Смирнов А.Н.	за	
2.	Якимова Л.А.	за	
3.	Маракулина И.А.	за	
4.	Мокина Т.А.	за	
5.	Северюхин П.В.	за	
Управление Федеральной антимонопольной службы по Костромской области			
6.	Макарова Ю.А.	Не голосовала	

Вопрос № 3 и № 4: «Об установлении (корректировке) тарифов на тепловую энергию для ПАО «ТГК-2» на 2020 год» и «Об установлении (корректировке) тарифов на горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), поставляемую ПАО «ТГК-2» потребителям на территории Костромской области, на 2020 год».

СЛУШАЛИ:

Уполномоченного по делу начальника отдела регулирования в электроэнергетике и газе Осипову Л.В., сообщившего следующее.

В соответствии с пунктом 13 Правил регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 регулируемая организация представляет в орган регулирования предложение об установлении цен (тарифов) на расчетный период регулирования.

ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2» на территории Костромской области (далее – ПАО «ТГК-2») направило в адрес департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области (далее – Департамент ГРЦ и Т КО) заявления на корректировку установленных тарифов на тепловую энергию, на горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), поставляемую ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2» на территории Костромской области (далее – ПАО «ТГК-2») на 2020 год (входящий номер департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области от 16.10.2019 № О-2053 и от 22.10.2019 № О-2085).

В рамках полномочий, возложенных постановлением администрации Костромской области от 31.07.2012 года № 313-а «О департаменте государственного регулирования цен и тарифов Костромской области», в соответствии с п. 52 Основ ценообразования, на основании заявлений от регулируемой организации принято решение об открытии дела о корректировке тарифов на тепловую энергию, на горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) на 2020 год (приказы Департамента об открытии дела и назначении уполномоченного от 28.10.2019 № 323-Т и от 28.10.2019 №324-Т).

Расчет тарифов на тепловую энергию выполнен в соответствии:

- федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190–ФЗ «О теплоснабжении»;
- постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» (далее – Основы ценообразования);
- приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» (далее – Методические указания № 760-э);
- приказом ФСТ России от 07.06.2013 г. № 163 «Об утверждении Регламента открытия дел об установлении регулируемых цен (тарифов) и отмене регулирования тарифов в сфере теплоснабжения»;
- прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года, одобренном на заседании Правительства Российской Федерации (октябрь 2019 года) года (далее – Прогноз);
- приказом ФАС России от 11.10.2019 года № 1334/19 «Об установлении предельных минимальных и максимальных уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более, на 2020 год» (далее – приказ ФАС России № 1334/19).

ПАО «ТГК-2» находится на общей системе налогообложения.

Согласно п. 16 Основ ценообразования в отношении ПАО «ТГК-2» выбран метод индексации установленных тарифов на долгосрочный период регулирования 2019-2023 годы.

В соответствии с пунктом 52 Основ ценообразования орган регулирования ежегодно в течение долгосрочного периода регулирования осуществляет корректировку долгосрочного тарифа, ранее установленного на год, следующий за текущим годом, в соответствии с методическими указаниями 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. Корректировка осуществляется в соответствии с формулой корректировки необходимой валовой выручки, установленной в методических указаниях и включающей следующие показатели:

- а) отклонение объема товаров (услуг), реализуемых в ходе осуществления регулируемой деятельности, от объема, учтенного при установлении тарифов для регулируемой организации;
- б) отклонение фактических значений индекса потребительских цен и других индексов, предусмотренных прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, от значений, которые были использованы органом регулирования при установлении тарифов;
- в) отклонение уровня неподконтрольных расходов от уровня неподконтрольных расходов, который был использован органом регулирования при установлении тарифов;

г) отклонение изменения количества и состава производственных объектов регулируемой организации от изменения, учтенного при установлении тарифов;

д) утверждение или изменение в установленном порядке инвестиционной программы, реализация инвестиционной программы (ввод производственных объектов в эксплуатацию);

е) изменение уровня доходности долгосрочных государственных долговых обязательств по сравнению с уровнем, учтенным при расчете необходимой валовой выручки;

ж) степень исполнения регулируемой организацией обязательств по созданию и (или) реконструкции объекта концессионного соглашения или по реализации инвестиционной программы в случае недостижения регулируемой организацией утвержденных плановых значений показателей надежности объектов теплоснабжения;

з) отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей - если в отношении регулируемой организации утверждена программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

и) отклонение сроков реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных сроков реализации такой программы – если в отношении регулируемой организации утверждена программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

к) изменение расхода топлива, относимого на производство тепловой энергии, при изменении метода распределения удельного расхода условного топлива между электрической энергией, отпускаемой с шин электростанций, и тепловой энергией, отпускаемой с коллекторов электростанций при комбинированном производстве электрической и тепловой энергии.

Основные плановые (расчетные) показатели, принятые в отношении ПАО «ТГК-2» на расчетный период регулирования 2020 год:

1. В отношении объектов теплоснабжения, находящихся в собственности или ином законном основании (Костромские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, РК-2 и тепловые сети, находящиеся в собственности или ином законном основании у ПАО «ТГК-2» (за исключением тепловых сетей, переданных по концессионному соглашению от 28.06.2019 г.):

1.1. Индекс потребительских цен, индексы роста цен на каждый энергетический ресурс и холодную воду, потребляемые регулируемой организацией при осуществлении регулируемой деятельности в расчетном периоде регулирования 2020 г.:

Индексы приняты в соответствии с Прогнозом, таблица № 3.1.:

Таблица № 3.1.

№ п/п	Индексы	2020 год, %
1	2	3
1.	Индекс потребительских цен (ИПЦ), в среднем по году	3,0
2.	Индекс роста цен на природный газ (с 1 июля)	3,0
3.	Индекс роста цен на электрическую энергию	4,8
4.	Индекс роста цен на водоснабжение (с 1 июля)	2,45 (сформировано Департаментом)
5.	Индекс роста цен на водоотведение (с 1 июля)	4,1 (сформировано Департаментом)

1.2. Объем полезного отпуска тепловой энергии (мощности), с учетом которого были рассчитаны тарифы на 2020 год:

Объем отпуска тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на 2020 год (Костромские ТЭЦ – 1, ТЭЦ – 2), принят в соответствии со сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации, утвержденным приказом ФАС России от 28.11.2019 года № 1567/19-ДСП.

Объем отпуска тепловой энергии на 2020 год, поставляемой от источников тепловой энергии ПАО «ТГК-2» на территории Костромской области соответствует показателям,

принятым в утвержденной (актуализированной) схеме теплоснабжения (постановление Администрации города Костромы от 7 ноября 2019 года № 2158, размещенной на официальном сайте Администрации г. Кострома <http://www.gradkostroma>).

Объем технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям ПАО «ТГК-2» (от источников теплоснабжения – ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, РК-2) принят в размере утвержденного норматива технологических потерь постановлением департамента топливно-энергетического комплекса и жилищно-коммунального хозяйства Костромской области от 24 октября № 43 «Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям ПАО «ТГК-2» и тепловым сетям, переданным по концессионному соглашению от 28.06.2019 №54-д, городского округа Кострома Костромской области, на 2020 год и признании утратившим силу постановления департамента строительства, жилищно-коммунального хозяйства и топливно-энергетического комплекса Костромской области от 20.05.2019 № 27».

Расчет полезного отпуска тепловой энергии на 2020 год, таблица № 3.2.:

Таблица № 3.2.
Тыс. Гкал

№ п/п	Показатели	Период регулирования 2020 год				
		всего	в том числе			
			вода	отборный пар	в том числе	
				2,5 - 7,0 кгс/см ²	> 13 кгс/см ²	
1	2	3	4	5	6	7
По предложению ПАО «ТГК-2»						
1.	Отпуск теплоэнергии, всего	1 658,530	1 563,361	95,169	94,257	0,912
2.	Хозяйственные нужды с коллекторов, всего	3,821	3,821	-	-	-
3.	Полезный отпуск теплоэнергии с коллекторов в сети потребителей, всего	31,013	-	31,013	30,101	0,912
4.	Потери теплоэнергии в сети СЦТ	194,413	187,089	7,324	7,324	-
5.	Полезный отпуск теплоэнергии, всего	1 460,295	1 372,450	87,845	86,933	0,912
По предложению Департамента ГРЦ и Т КО						
1.	Отпуск теплоэнергии, всего	1 658,530	1 563,361	95,169	94,257	0,912
2.	Хозяйственные нужды с коллекторов, всего	3,821	3,821	-	-	-
3.	Полезный отпуск теплоэнергии с коллекторов в сети потребителей, всего	31,013	-	31,013	30,101	0,912
4.	Потери теплоэнергии в сети СЦТ	194,413	187,089	7,324	7,324	-
5.	Полезный отпуск теплоэнергии, всего	1 460,295	1 372,450	87,845	86,933	0,912
Отклонения, +/-						
1.	Отпуск теплоэнергии, всего	-	-	-	-	-
2.	Хозяйственные нужды с коллекторов, всего	-	-	-	-	-
3.	Полезный отпуск теплоэнергии с коллекторов в сети потребителей, всего	-	-	-	-	-
4.	Потери теплоэнергии в сети СЦТ	-	-	-	-	-
5.	Полезный отпуск теплоэнергии, всего	-	-	-	-	-

1.3. Величина необходимой валовой выручки регулируемой организации, использованная при расчете тарифов, и основные статьи расходов на 2020 год (корректировка в рамках долгосрочного периода регулирования 2019-2023 годы):

1.3.1. Операционные (подконтрольные) расходы.

Расчет коэффициента индексации операционных (подконтрольных) расходов, таблица № 3.3.:

Таблица № 3.3.

№ п/п	Параметры расчета расходов	Единица измерения	2020 год
1	2	3	4
По предложению ПАО «ТГК-2»			
1.	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)		3,4%

№ п/п	Параметры расчета расходов	Единица измерения	2020 год
1	2	3	4
2.	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%	1,00%
3.	Индекс изменения количества активов (ИКА)		0,000
3.1.	количество условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности	у.е.	
3.2.	установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч	1166,00
4.	Коэффициент эластичности затрат по росту активов ($K_{эл}$)		0,75
5.	Итого коэффициент индексации		1,024
По предложению Департамента ГРЦ и Т КО			
1.	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)		3,0%
2.	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%	1,00%
3.	Индекс изменения количества активов (ИКА)		0,000
3.1.	количество условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности	у.е.	
3.2.	установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч	1166,00
4.	Коэффициент эластичности затрат по росту активов ($K_{эл}$)		0,75
5.	Итого коэффициент индексации		1,020
Отклонения, +/-			
1.	Итого коэффициент индексации		-0,004

Коэффициент инфляции, учтенный на 2020 год в рамках формирования долгосрочных параметров регулирования на 2019 - 2023 гг. составлял 3,4%. Согласно Прогноза плановый показатель инфляции на 2020 год составляет 3,0%. В связи с чем, проведена корректировка показателя инфляции при расчете коэффициента индексации операционных (подконтрольных) расходов на 2020 год.

Расчет операционных (подконтрольных) расходов на 2020 год (корректировка), таблица № 3.4.:

Таблица № 3.4.

№ п/п	Параметры расчета расходов	Единица измерения	Долгосрочный период регулирования	
			2019 год	2020 год
1	2	3	4	5
По предложению ПАО «ТГК-2»				
1.	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)			3,42%
2.	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%		1,00%
3.	Индекс изменения количества активов (ИКА)			0,000
4.	Коэффициент эластичности затрат по росту активов ($K_{эл}$)			0,75
5.	Итого коэффициент индексации			1,024
6.	Операционные (подконтрольные) расходы, ВСЕГО	тыс.руб.	328 573,45	336 415,81
6.1.	Операционные (подконтрольные) расходы, относимые на регулируемые тарифы	тыс.руб.	318 193,70	325 418,98
По предложению Департамента ГРЦ и Т КО				
1.	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)			3,00%
2.	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%		1,00%
3.	Индекс изменения количества активов (ИКА)			0,000
4.	Коэффициент эластичности затрат по росту активов ($K_{эл}$)			0,75
5.	Итого коэффициент индексации			1,020
6.	Операционные (подконтрольные) расходы, ВСЕГО	тыс.руб.	328 573,45	335 046,35
6.1.	Операционные (подконтрольные) расходы, относимые на регулируемые тарифы	тыс.руб.	318 193,70	324 462,12

№ п/п	Параметры расчета расходов	Единица измерения	Долгосрочный период регулирования	
			2019 год	2020 год
1	2	3	4	5
Отклонения, +/-				
1.	Операционные (подконтрольные) расходы, относимые на регулируемые тарифы	тыс.руб.		- 956,86

Операционные (подконтрольные) расходы скорректированы в сторону снижения от предложения ПАО «ТГК-2» в связи с изменением показателя инфляции, который принят в соответствии с Прогнозом.

1.3.2. Неподконтрольные расходы.

В соответствии с пунктом 62 Основ ценообразования неподконтрольные расходы включают в себя:

а) расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации;

б) расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, включая плату 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, а также расходы на обязательное страхование;

в) концессионную плату;

г) арендную плату;

д) расходы по сомнительным долгам, предусмотренные подпунктом «а» пункта 47 Основ ценообразования;

е) отчисления на социальные нужды.

ж) расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента на водопроводные сети и насосные станции, канализационные сети, канализационные насосные станции, тепловые сети в составе объекта концессионного соглашения и (или) в составе иного передаваемого концедентом концессионеру по концессионному соглашению недвижимого имущества, технологически и функционально связанного с объектом концессионного соглашения, принадлежащего концеденту на праве собственности и (или) находящегося во владении и (или) в пользовании государственного или муниципального унитарного предприятия на праве хозяйственного ведения или оперативного управления, государственного или муниципального бюджетного или автономного учреждения на праве оперативного управления, учредителем которых является концедент, не прошедшего в установленном законодательством Российской Федерации порядке государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации прав, сведения о котором отсутствуют в Едином государственном реестре недвижимости, в размере фактически понесенных расходов на уплату государственной пошлины за совершение соответствующих действий.

Расходы, указанные выше, определяются методом экономически обоснованных расходов в соответствии с главой IV Методических указаний №760-э.

Реестр неподконтрольных расходов, таблица № 3.5.:

Таблица № 3.5.
тыс. руб.

№ п/п	Наименование расхода	2020 год		
		прогноз расходов на год 2020	из них отнесено на расходы по регулируемым тарифам	из них отнесено на расходы по свободным ценам
1	2	3	4	5
По предложению ПАО «ТГК-2»				
1.1.	Арендная плата	32,69	31,31	1,38
1.2.	Концессионная плата	-	-	-
1.3.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	35 577,49	34 555,13	1 022,36

№ п/п	Наименование расхода	2020 год		
		прогноз расходов на год 2020	из них отнесено на расходы по регулируемым тарифам	из них из них отнесено на расходы по свободным ценам
1	2	3	4	5
1.4.	Отчисления на социальные нужды	66 774,66	64 607,77	2 166,89
1.5.	Расходы по сомнительным долгам	18 110,49	18 110,49	-
1.6.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	102 649,08	100 252,58	2 396,51
1.7.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	49 911,93	48 222,60	1 689,33
	ИТОГО	273 056,35	265 779,88	7 276,47
2.	Налог на прибыль	39 760,62	39 037,85	722,77
3.	Итого неподконтрольных расходов	312 816,97	304 817,73	7 999,24
По предложению Департамента ГРЦ и Т КО				
1.1.	Арендная плата	21,19	20,11	1,08
1.2.	Концессионная плата	-	-	-
1.3.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	28 622,89	27 758,95	863,94
1.4.	Отчисления на социальные нужды	66 392,74	64 305,05	2 087,69
1.5.	Расходы по сомнительным долгам	-	-	-
1.6.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	97 020,56	95 199,90	1 820,66
1.7.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	-	-	-
	ИТОГО	192 057,39	187 284,01	4 773,37
2.	Налог на прибыль	31 333,47	31 306,67	26,80
3.	Итого неподконтрольных расходов	223 390,85	218 590,68	4 800,17
Отклонения, +/-				
1.	Итого неподконтрольных расходов	- 89 426,12	- 86 227,05	- 3 199,07

1.3.2.1. Расходы по арендной плате, на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей сформированы в соответствии с законодательством Российской Федерации, с учетом анализа фактических расходов (уплат) за 2018 год.

Расходы на страхование имущества не приняты в полном объеме в результате исключения расходов по страхованию, которые носят не обязательный характер.

В соответствии с пунктом 62 Основ ценообразования неподконтрольные расходы включают в себя расходы на обязательное страхование.

Обязательное страхование - это форма страхования, осуществление которой возложена на страхователя законом.

Расходы по договору страхования имущества и машин и оборудования от поломок от 07.03.2019г. № Z691F/820/00002/19/000557-0001/ДогP19 на сумму 9 109,224 тыс. руб. является добровольной формой страхования.

Добровольное страхование - одна из форм страхования, возникающая на основе добровольно заключаемого договора страхования между страхователем и страховщиком. Такое страхование не является для предприятия обязательным, в связи с чем не может увеличить нагрузку на утверждаемый органом регулирования тариф.

Кроме того отметим, что в материалы тарифного дела регулируемой организацией не представлены материалы, подтверждающие проведение закупки (в соответствии с Федеральным законом от 18 июля 2011 года № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц»), которые подтверждают экономически обоснованную цену договора.

1.3.2.2. Отчисления на социальные нужды скорректированы в сторону снижения исходя из принятого фонда заработной платы в составе операционных (подконтрольных) расходов.

1.3.2.3. Расходы по сомнительным долгам не приняты.

В соответствии с подпунктом «а» пункта 47 Основ ценообразования в состав внереализационных расходов, включаемых в необходимую валовую выручку включаются расходы по сомнительным долгам, определяемые в отношении единых теплоснабжающих организаций, в размере фактической дебиторской задолженности населения, но не более 2 процентов необходимой валовой выручки, относимой на население и приравненных к нему категорий потребителей, установленной для регулируемой организации на предыдущий расчетный период регулирования.

В пояснениях к реестру дебиторской задолженности потребителей тепловой энергии г. Кострома, подлежащей включению в резерв по сомнительным долгам на 31.12.2018, в качестве оснований предприятие указывает наличие процедур банкротства в отношении ряда должников, исполнительного производства, несоответствие исходных данных, использованных в расчетах ПАО «ТГК-2» и расчетно-кассовыми центрами (площадь, численность граждан, отсутствие информации о временно отсутствующих гражданах), в отношении задолженности МУП г. Костромы «Городские сети» за сверхнормативные потери – отсутствие источника погашения задолженности, данные о судебных делах по взысканию указанной задолженности не представлено.

Определение сомнительного долга предусмотрено пунктом 1 статьи 266 Налогового кодекса Российской Федерации, в соответствии с которым таковой признается любая задолженность перед налогоплательщиком, возникшая в связи с реализацией товаров, выполнением работ, оказанием услуг, в случае, если эта задолженность не погашена в сроки, установленные договором, и не обеспечена залогом, поручительством, банковской гарантией. При наличии у налогоплательщика перед контрагентом встречного обязательства (кредиторской задолженности) сомнительным долгом признается соответствующая задолженность перед налогоплательщиком в той части, которая превышает указанную кредиторскую задолженность налогоплательщика перед этим контрагентом. При наличии задолженностей перед налогоплательщиком с разными сроками возникновения уменьшение таких задолженностей на кредиторскую задолженность налогоплательщика производится начиная с первой по времени возникновения.

Согласно пункту 2 статьи 266 Налогового кодекса Российской Федерации безнадежными долгами (долгами, нереальными ко взысканию) признаются те долги перед налогоплательщиком, по которым истек установленный срок исковой давности, а также те долги, по которым в соответствии с гражданским законодательством обязательство прекращено вследствие невозможности его исполнения, на основании акта государственного органа или ликвидации организации.

Безнадежными долгами (долгами, нереальными ко взысканию) также признаются долги, невозможность взыскания которых подтверждена постановлением судебного пристава-исполнителя об окончании исполнительного производства, вынесенным в порядке, установленном Федеральным законом от 2 октября 2007 г. № 229-ФЗ «Об исполнительном производстве», в случае возврата взыскателю исполнительного документа по следующим основаниям: невозможно установить место нахождения должника, его имущества либо получить сведения о наличии принадлежащих ему денежных средств и иных ценностей, находящихся на счетах, во вкладах или на хранении в банках или иных кредитных организациях; у должника отсутствует имущество, на которое может быть обращено взыскание, и все принятые судебным приставом-исполнителем допустимые законом меры по отысканию его имущества оказались безрезультатными.

Пояснительная записка к документам, подтверждающим расходы по сомнительным долгам, содержит информацию о мерах по взысканию и открытых производствах в судах и службе судебных приставов.

Документов, подтверждающих, что взыскание не возможно, в орган регулирования не представлено.

Таким образом, поскольку материалов, подтверждающих прекращение указанных обязательств дебиторов предприятия, не представлено, заявленные суммы расходов по сомнительным долгам подлежат исключению.

При этом необходимо отметить:

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2019 года № 2556-р (далее - распоряжение Правительства РФ) утверждены предельные индексы изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги в среднем для Костромской области на 2020 год: на первое полугодие - 0,0%, на второе полугодие - 4,0%.

С учетом распоряжения Правительства Российской Федерации постановлением губернатора Костромской области от 25 ноября 2019 года № 213 утверждены предельные ограничения изменения совокупного коммунального платежа по городским округам и муниципальным районам области. Рост с 1 января 0%; с 1 июля для городского округа город Кострома- 4,0%.

Включение данных расходов по максимальному предельному показателю (не более 2 процентов) приведет к дополнительному росту тарифа на тепловую энергию на 0,6 процента, и, как следствие, к превышению среднего индекса изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги.

В 2019 году между администрацией г. Кострома и ПАО «ТГК-2» подписано концессионное соглашение от 28.06.2019 г. в рамках которого утверждена долгосрочная инвестиционная программа сроком на пять лет (в том числе с мероприятиями, выполняемыми на собственных объектах теплоснабжения ПАО «ТГК-2»). В связи с чем произошел значительный рост тарифов на тепловую энергию для потребителей тепловой энергии с 1 августа 2019 года.

Ежегодно устанавливается максимальный (предельный) индекс изменения размера платы граждан за коммунальные услуги.

Ограничение роста платы за коммунальные услуги осуществляется за счет предоставления гражданам мер социальной поддержки.

На территории города Костромы действует Порядок предоставления МСП в виде частичной оплаты за счет средств бюджета города Костромы стоимости услуг отопления и горячего водоснабжения, утвержденный постановлением Администрации города Костромы от 02.02.2015 года № 170.

Таким образом, в связи с принятием инвестиционной составляющей в тарифах на тепловую энергию для ПАО «ТГК-2» с 1 августа 2019 года, бюджет города Костромы несет дополнительную нагрузку по мерам социальной поддержки гражданам.

Расходы по сомнительным долгам, не являются первоочередными (производственными) расходами, необходимыми в процессе поставки тепловой энергии. Главной задачей является обеспечение надежного теплоснабжения потребителей - вложение средств в инвестиционную деятельность регулируемой организации.

1.3.2.4. Расходы по статье «Амортизация». В соответствии с пунктом 43 Основ ценообразования сумма амортизации основных средств регулируемой организации для расчета тарифов определяется в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. Расходы по статье «Амортизация» снижены от предложения ПАО «ТГК-2» в результате уточнения вводов по основным фондам в соответствии с утвержденной инвестиционной программой.

1.3.2.5. Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним исключены в полном объеме в виду недостаточного обоснования данных расходов.

Для обоснования расходов на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним ПАО «ТГК-2» представлены следующие документы:

– проценты за кредит ПАО «ТГК-2» по Костромской области - факт 2018 г. Проценты за кредит ПАО «ТГК-2» по Костромской области - ожидаемый 2019 г.;

– проценты за кредит ПАО «ТГК-2» по Костромской области - 2020 г. (план);

– проценты за пользование кредитами за 2018 год (факт). Управленческие расходы ПАО «ТГК-2»;

– проценты за пользование кредитами ожидаемые за 2019 год. Управленческие расходы ПАО «ТГК-2» Проценты за пользование кредитами на 2020 год (план). Управленческие расходы

ПАО «ТГК-2» Расчет процентов по кредитам по кассовому разрыву (2019 г.- ожидаемый)
 ПАО «ТГК-2» г. Кострома;

–расчет процентов по кредитам по кассовому разрыву (2020 г.- план) ПАО «ТГК-2» г. Кострома;

–сводная таблица распределения процентов за кредит по тепловым источникам и видам деятельности ПАО «ТГК-2» г. Кострома за 2018 год;

–сводная таблица распределения процентов за кредит по тепловым источникам и видам деятельности ПАО «ТГК-2» г. Кострома за 2019 год;

–сводная таблица распределения процентов за кредит по тепловым источникам и видам деятельности ПАО «ТГК-2» г. Кострома за 2020 год;

–пояснительная записка к статье расходов «Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам» по ПАО «ТГК-2» г. Кострома;

–уточненный расчет процентов по кредитам по кассовому разрыву(2019г.-ожд.)-ПАО «ТГК-2» г. Кострома;

–уточненный расчет процентов по кредитам по кассовому разрыву(2020г.-план.)-ПАО «ТГК-2» г. Кострома;

–сводная таблица распределения процентов за кредит по тепловым источникам и видам деятельности ПАО «ТГК-2» г. Кострома за 2019 год (уточнение);

–сводная таблица распределения процентов за кредит по тепловым источникам и видам деятельности ПАО «ТГК-2» г. Кострома за 2020 год (уточнение);

–пояснительная записка к статье расходов «Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам» по ПАО «ТГК-2» г. Кострома (уточнение)

–расчет процентов за пользование кредитами ПАО «ТГК-2» г. Кострома на 2019-2037 г.г. при реализации Концессионного соглашения;

–пояснительная записка к расчету расходов на обслуживание долга и источников возврата инвестированного капитала.

По результатам анализа представленных документов ПАО «ТГК-2» выявлено отсутствие следующей информации:

- подтверждение кассовых разрывов;
- о целевом назначении полученных займов и планируемых источников погашения кредита.

Для проведения сопоставимого анализа договоров займа (кредитных договоров) необходимо предоставлять платежные поручения по перечню таких договоров, ежемесячный расчет кассовых разрывов с учетом экономически обоснованных расходов с приложением оборотно-сальдовых ведомостей и других обосновывающих документов.

ПАО «ТГК-2» расчеты кассовых разрывов по каждому месяцу представлены в виде сводных таблиц без предоставления обосновывающих документов.

1.3.2.6. Налог на прибыль скорректирован в сторону снижения в виду уточнения налогооблагаемой базы с учетом проведенных корректировок по статьям расходов.

1.3.3. Расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, таблица № 3.6.:

Таблица № 3.6.
тыс. руб.

№ п/п	Наименование расхода	2020 год				Отклонения, +/-, гр.4-гр.3
		прогноз расходов на 2020 год по данным ПАО «ТГК-2»	прогноз расходов на 2020 год по данным Департамента ГРЦ и Т КО			
			всего на тепловую энергию	из них отнесено на расходы по регулируемым тарифам	из них отнесено на расходы по свободным ценам	
1	2	3	4	4.1	4.2	5
1.	Расходы на топливо	1 242 412,97	1 241 462,54	1 197 062,63	44 399,91	- 950,43

№ п/п	Наименование расхода	2020 год				Отклонения, +/-, гр.4-гр.3
		прогноз расходов на 2020 год по данным ПАО «ТГК-2»	прогноз расходов на 2020 год по данным Департамента ГРЦ и Т КО			
			всего на тепловую энергию	из них отнесено на расходы по регулируемым тарифам	из них отнесено на расходы по свободным ценам	
1	2	3	4	4.1	4.2	5
2.	Расходы на электрическую энергию	41 802,79	40 172,25	39 593,91	578,33	- 1 630,54
3.	Расходы на передачу тепловой энергии	2 539,56	3 344,97	3 344,97	-	+ 805,41
4.	Расходы на холодную воду	10 234,01	10 248,77	9 883,11	365,65	+ 14,76
5.	Расходы на теплоноситель	-	-	-	-	-
6.	ИТОГО	1 296 989,33	1 295 228,52	1 249 884,63	45 343,89	- 1760,80

При расчете расходов на приобретение энергетических ресурсов индекс роста цен на газ принят в размере 3,0 (с 1 июля 2020 года), индекс роста на электрическую энергию принят с 1 июля 2020 года в размере 4,8 процента, индекс роста цен на воду – 2,45 процента и водоотведение – 4,1 процента (с 1 июля 2020 года). Корректировка расходов на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя от предложения ПАО «ТГК-2» сложилась в результате уточнения индексов роста цен (тарифов) на энергетические ресурсы.

1.3.4. Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов на 2020 год (корректировка в рамках долгосрочного периода регулирования 2019-2023 гг.), таблица 3.7.:

Таблица № 3.7.
тыс. руб.

№ п/п	Наименование расхода	2020 год		
		прогноз на год 2020	из них отнесено на расходы по регулируемым тарифам	из них отнесено на расходы по свободным ценам
1	2	3	4	5
По предложению ПАО «ТГК-2»				
1.	Операционные (подконтрольные) расходы	336 415,81	325 418,98	10 996,82
2.	Неподконтрольные расходы	312 816,97	304 817,73	7 999,24
3.	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	1 296 989,33	1 251 360,37	45 628,95
4.	Нормативная прибыль	159 042,49	156 151,39	2 891,10
5.	Расчетная предпринимательская прибыль	32 567,88	31 659,57	908,31
6.	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	90 259,73	89 501,48	758,25
7.	Расходы, связанные с подключением объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых не превышает 0,1 Гкал/ч, и не включаемых в плату за подключение за подключение	228,98	224,90	4,08
8.	ИТОГО необходимая валовая выручка	2 228 321,19	2 159 134,43	69 186,76
По предложению Департамента ГРЦ и Т КО				
1.	Операционные (подконтрольные) расходы	335 046,35	324 462,12	10 584,23
2.	Неподконтрольные расходы	223 390,85	218 590,68	4 800,17
3.	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	1 295 228,52	1 249 884,63	45 343,89
4.	Нормативная прибыль	125 333,87	125 226,67	107,19
5.	Расчетная предпринимательская прибыль	27 884,75	27 049,04	835,71

№ п/п	Наименование расхода	2020 год		
		прогноз на год 2020	из них отнесено на расходы по регулируемым тарифам	из них отнесено на расходы по свободным ценам
1	2	3	4	5
6.	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	950,08	931,27	18,81
7.	Расходы, связанные с подключением объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых не превышает 0,1 Гкал/ч, и не включаемых в плату за подключение за подключение	224,71	220,26	4,45
8.	Расходы, учетные по результатам рассмотрения споров в досудебном порядке с ФАС России (оставшаяся сумма по итогам 2019 года)	14 974,32	14 974,32	-
9.	Тарифное сглаживание в рамках долгосрочного периода регулирования (по согласованию с регулируемой организацией)	- 49 044,56	- 49 044,56	-
10.	ИТОГО необходимая валовая выручка	1 973 988,88	1 912 294,42	61 694,46
	Отклонения (предложение органа регулирования от предложения регулируемой организации), +/-			
1.	ИТОГО необходимая валовая выручка	- 254 332,31	- 246 840,01	- 7 492,30

1.3.4.1. Расходы по корректировке с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов снижены от предложения ПАО «ТГК-2» в виду исключения расходов на выплаты по договорам займа и кредитным договорам.

По результатам анализа представленных документов ПАО «ТГК-2» выявлено отсутствие следующей информации:

- подтверждение кассовых разрывов;
- о целевом назначении полученных займов и планируемых источников погашения кредита.

Для проведения сопоставимого анализа договоров займа (кредитных договоров) необходимо предоставлять платежные поручения по перечню таких договоров, ежемесячный расчет кассовых разрывов с учетом экономически обоснованных расходов с приложением оборотно-сальдовых ведомостей и других обосновывающих документов.

ПАО «ТГК-2» расчеты кассовых разрывов по каждому месяцу представлены в виде сводных таблиц без предоставления обосновывающих документов.

1.3.4.2. Нормативная прибыль.

В соответствии с пунктом 74 Правил величина нормативной прибыли регулируемой организации включает в себя:

а) расходы на капитальные вложения (инвестиции), определяемые в соответствии с утвержденными инвестиционными программами, за исключением расходов на капитальные вложения (инвестиции), осуществляемых за счет платы за подключение к системе теплоснабжения, сумм амортизации, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации;

б) расходы на погашение и обслуживание заемных средств, привлекаемых на реализацию мероприятий инвестиционной программы, в размере, определяемом исходя из срока их возврата, предусмотренного договорами займа и кредитными договорами. При этом размер процентов по таким займам и кредитам, включаемый в величину нормативной прибыли регулируемой организации, определяется с учетом положений пункта 13 настоящего документа;

в) экономически обоснованные расходы на выплаты, предусмотренные коллективными договорами, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (расходов, относимых на прибыль после налогообложения) в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации.

При определении величины нормативной прибыли регулируемой организации расходы на капитальные вложения (инвестиции) на период регулирования рассчитываются с учетом расходов на реализацию мероприятий инвестиционной программы в размере, предусмотренном утвержденной в установленном порядке инвестиционной программой такой организации на соответствующий год ее действия, с учетом источников финансирования, определенных инвестиционной программой.

Расходы на капитальные вложения (инвестиции) приняты в соответствии с утвержденной инвестиционной программой постановлением департамента строительства, ЖКХ и ТЭК Костромской области от 10 июля 2019 года № 34 (с учетом изменений, внесенных постановлением департамента строительства, ЖКХ и ТЭК Костромской области от 20.11.2019 г. № 51).

В результате проведенных корректировок необходимая валовая выручка в отношении объектов теплоснабжения, находящихся в собственности или ином законном основании (Костромские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, РК-2 и тепловые сети, находящиеся в собственности или ином законном основании у ПАО «ТГК-2» (за исключением тепловых сетей, переданных по концессионному соглашению от 28.06.2019 г.) принята в размере 1 912 294,42 тыс. рублей.

2. Рассмотрение необходимой валовой выручки для ПАО «ТГК-2» по объектам, переданным в соответствии с концессионным соглашением от 28.06.2019 г.

В соответствии с концессионным соглашением от 28.06.2019 г. объекты теплоснабжения, находящиеся в хозяйственном ведении у МУП г. Костромы «Городские сети», переданы ПАО «ТГК-2».

Состав объекта концессионного соглашения, его описание и технико-экономические показатели указаны в приложении № 1 «Состав объекта Соглашения, его описание и технико-экономические показатели» концессионного соглашения от 28.06.2019 г.

В составе концессионного имущества переданы: здания центральных тепловых пунктов, бойлерных, нежилых помещений, тепловые сети (недвижимое имущество), тепловые и электрические сети (движимое имущество), оборудование (водоподогреватели, насосы, задвижки, электрощиты, датчики и прочее). Право собственности и право хозяйственного ведения на передаваемое концедентом имущество подтверждено выписками из Единого государственного реестра недвижимости, выписками из реестра муниципального имущества городского округа город Кострома (приложение № 2 и № 3 концессионного соглашения от 28.06.2019 г.).

Основные плановые (расчетные) показатели на расчетный период регулирования 2020 г. (корректировка в рамках долгосрочного периода регулирования 2019-2023 гг.):

2.1. Индекс потребительских цен, индексы роста цен на каждый энергетический ресурс и холодную воду, потребляемые регулируемой организацией при осуществлении регулируемой деятельности в расчетном периоде регулирования 2020 г.:

Индексы приняты в соответствии с Прогнозом, таблица № 3.8.:

Таблица № 3.8.

№ п/п	Индексы	2020 год, %
1.	Индекс потребительских цен (ИПЦ), в среднем по году	3,0
2.	Индекс роста цен на электрическую энергию (в среднем по всем составляющим тарифа (цены))	4,8
3.	Индекс роста цен на водоснабжение (с 1 июля)	2,45 (сформировано Департаментом)
4.	Индекс роста цен на водоотведение (с 1 июля)	4,1 (сформировано Департаментом)

2.2. Объем полезного отпуска (передачи) тепловой энергии (мощности) на 2020 г. (корректировка):

Объем технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям принят в соответствии с показателями, предусмотренными концессионным соглашением от 28.06.2019 г. (приложение № 6).

Расчет полезного отпуска (передачи) тепловой энергии на 2020 г., таблица № 3.9.:

Таблица № 3.9.
тыс. Гкал

№ п/п	Показатели	Период регулирования 2019-2023 гг.				
		всего	вода	отборный пар	в том числе	
					1,2 - 2,5 кгс/см ²	2,5 - 7,0 кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7
По предложению ПАО «ТГК-2»						
1.	Отпуск теплоэнергии в сеть	1 417,687	1 415,609	2,079	-	2,079
2.	Потери теплоэнергии в сети	167,233	166,989	0,244	-	0,244
3.	Полезный отпуск теплоэнергии из тепловой сети	1 250,455	1 248,620	1,835	-	1,835
По предложению Департамента ГРЦ и Т КО						
1.	Отпуск теплоэнергии в сеть	1 425,002	1 422,924	2,079	-	2,079
2.	Потери теплоэнергии в сети	151,60	151,352	0,244	-	0,244
3.	Полезный отпуск теплоэнергии из тепловой сети	1 273,407	1 271,572	1,835	-	1,835
Отклонения, +/-						
1.	Отпуск теплоэнергии в сеть	7,315	7,315	-	-	-
2.	Потери теплоэнергии в сети	- 15,637	- 15,637	-	-	-
3.	Полезный отпуск теплоэнергии из тепловой сети	22,952	22,952	-	-	-

Скорректированы в сторону снижения потери тепловой энергии в тепловых сетях, приняты в соответствии с показателями, предусмотренными концессионным соглашением от 28.06.2019 г. (приложение № 6).

2.3. Величина необходимой валовой выручки регулируемой организации и основные статьи расходов на 2020 г. (корректировка в рамках долгосрочного периода регулирования 2019-2023 гг.):

2.3.1. Операционные (подконтрольные) расходы.

Расчет операционных (подконтрольных) расходов на каждый год долгосрочного периода регулирования в отношении имущества, переданного на основании концессионного соглашения, таблица № 3.10.:

Таблица № 3.10.

№ п/п	Параметры расчета расходов	Единица измерения	Долгосрочный период регулирования	
			2019 год	2020 год
1	2	3	4	5
По предложению ПАО «ТГК-2»				
1.	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)			3,42%
2.	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%		1,00%
3.	Индекс изменения количества активов (ИКА)			0,000
3.1.	количество условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности	у.е.	3392,5	3392,5
3.2.	установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч		
4.	Коэффициент эластичности затрат по росту активов ($K_{эл}$)			0,75
5.	Итого коэффициент индексации			1,024
6.	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	172 485,68	176 602,55
По предложению Департамента ГРЦ и Т КО				
1.	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)			3,00%
2.	Индекс эффективности операционных расходов (ИР)	%		1,00%
3.	Индекс изменения количества активов (ИКА)			0,000
3.1.	количество условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности	у.е.	3392,5	3392,5

№ п/п	Параметры расчета расходов	Единица измерения	Долгосрочный период регулирования	
			2019 год	2020 год
1	2	3	4	5
3.2.	установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч		
4.	Коэффициент эластичности затрат по росту активов ($K_{эл}$)			0,75
5.	Итого коэффициент индексации			1,020
6.	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	172 485,68	175 883,65
Отклонения (предложение органа регулирования от предложения регулируемой организации), +/-				
1.	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	-	- 718,90

Операционные (подконтрольные) расходы скорректированы в сторону снижения от предложения ПАО «ТГК-2» в связи с изменением показателя инфляции, который принят в соответствии с Прогнозом.

2.3.2. Неподконтрольные расходы, таблица № 3.11.:

Таблица № 3.11.
тыс. руб.

№ п/п	Наименование расхода	По предложению ПАО «ТГК-2»	По предложению Департамента ГРЦ и Т КО	Отклонения, +/-
		прогноз расходов на 2020 год		
1	2	3	4	5
1.1.	Арендная плата	15,85	15,32	- 0,52
1.2.	Концессионная плата	-	-	-
1.3.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	6 949,89	5 821,58	- 1 128,31
1.4.	Отчисления на социальные нужды	30 663,15	30 538,32	- 124,82
1.5.	Расходы по сомнительным долгам	3 917,84	3 917,84	-
1.6.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	10 438,43	8 483,00	- 1 955,43
1.7.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	-	-	-
1.8.	Услуги банков	112,03	-	- 112,03
1.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	-	-	-
	ИТОГО	52 097,18	48 776,07	- 3 321,11
2.	Налог на прибыль	1 071,13	763,36	- 307,78
3.	Итого неподконтрольных расходов	53 168,31	49 539,42	- 3 628,89

Неподконтрольные расходы на 2020 г. приняты в размере 49 539,42 тыс. рублей, снижены от предложения ПАО «ТГК-2» на 3 628,89 тыс. рублей в результате перерасчета налога на имущество и расходов по статье «Амортизация» с учетом данных по вводу основных средств в соответствии с утвержденной инвестиционной программой.

2.3.3. Расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, таблица № 3.12.:

Таблица № 3.12.
тыс. руб.

№ п/п	Наименование расхода	2020 год		
		прогноз расходов по данным ПАО «ТГК-2»	прогноз расходов по данным Департамента ГРЦ и Т КО	Отклонения, +/-
1	2	3	4	5
1.	Расходы на топливо	-	-	-
2.	Расходы на электрическую энергию	5 762,56	5 744,55	- 18,01
3.	Расходы на передачу тепловой энергии	-	-	-

№ п/п	Наименование расхода	2020 год		
		прогноз расходов по данным ПАО «ТГК-2»	прогноз расходов по данным Департамента ГРЦ и Т КО	Отклонения, +/-
1	2	3	4	5
4.	Расходы на холодную воду, водоотведение	158,50	35,10	- 123,40
5.	Расходы на компенсацию потерь	214 166,18	184 884,85	- 29 281,33
6.	ИТОГО	220 087,23	190 664,50	- 29 422,73

При расчете расходов на приобретение энергетических ресурсов индекс роста цен на газ принят в размере 3,0 (с 1 июля 2020 года), индекс роста на электрическую энергию принят с 1 июля 2020 года в размере 4,8 процента, индекс роста цен на воду – 2,45 процента и водоотведение – 4,1 процента (с 1 июля 2020 года). Корректировка расходов на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя от предложения ПАО «ТГК-2» сложилась в результате уточнения индексов роста цен (тарифов) на энергетические ресурсы.

2.3.4. Расчет необходимой валовой выручки методом индексации установленных тарифов, принятый при расчете тарифов на 2020 год, представлен в таблице № 3.13:

Таблица № 3.13.
тыс. руб.

№ п/п	Наименование расхода	2020 год		
		прогноз по данным ПАО «ТГК-2»	прогноз по данным Департамента ГРЦ и Т КО	Отклонения, +/-
1	2	3	4	5
1.	Операционные (подконтрольные) расходы	176 602,55	175 883,65	- 718,90
2.	Неподконтрольные расходы	53 168,31	49 539,42	- 3 628,89
3.	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	220 087,23	190 664,50	- 29 422,73
4.	Нормативная прибыль	34 758,64	34 139,17	- 619,47
5.	Расчетная предпринимательская прибыль	11 784,60	11 521,97	- 262,63
6.	ИТОГО необходимая валовая выручка	496 401,33	461 748,70	- 34 652,62

Всего необходимая валовая выручка (с учетом нормативной прибыли) на содержание и обслуживание тепловых сетей, принятых в соответствии с концессионным соглашением от 28.06.2019 г. на 2020 г. составила 461 748,70 тыс. рублей, из них:

- операционные (подконтрольные) расходы 175 883,65 тыс. рублей;
- неподконтрольные расходы 49 539,42 тыс. рублей;
- расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя 190 664,50 тыс. рублей;
- нормативная прибыль 34 139,17 тыс. рублей (норматив 12,5%);
- расчетная предпринимательская прибыль 11 521,97 тыс. рублей.

В соответствии с пунктом 71 Основ ценообразования при расчете тарифов с применением метода индексации установленных тарифов необходимая валовая выручка регулируемой организации включает в себя текущие расходы, амортизацию основных средств и нематериальных активов и нормативную прибыль регулируемой организации, а также расчетную предпринимательскую прибыль регулируемой организации.

Величина нормативной прибыли для регулируемых организаций, указанных в подпункте «в» пункта 75 Основ ценообразования (нормативный уровень прибыли (для организаций, владеющих объектами теплоснабжения, находящимися в государственной или муниципальной собственности, на основании концессионного соглашения или договора аренды), определяется равной произведению установленного нормативного уровня прибыли и необходимой валовой выручки в текущий расчетный период.

Нормативный уровень прибыли, предусмотренный концессионным соглашением составляет 12,5% (приложение № 6).

3. Совокупная необходимая валовая выручка ПАО «ТГК-2» для расчета тарифов на тепловую энергию.

В рамках пересмотра долгосрочных тарифов установление единых тарифов для организаций, владеющих и (или) пользующихся объектами на праве собственности, на основании договоров аренды, по концессионному соглашению и ином законном основании, осуществляется на основании совокупной необходимой валовой выручки и суммарного объема оказываемых услуг.

Совокупная необходимая валовая выручка и суммарный объем оказываемых услуг на долгосрочный период регулирования, таблица № 3.14.:

Таблица № 3.14.

№ п/п	Показатели	2020 год
1	2	3
	Балансовые показатели (потери и полезный отпуск тепловой энергии)	
1.	Отпуск тепловой энергии в тепловые сети (в части регулируемого вида деятельности), тыс. Гкал всего	2 011,61
2.	Потери тепловой энергии, тыс. Гкал	345,66
3.	Полезный отпуск (отпускаемая тепловая энергия по единому тарифу (производство и передача))	1 663,80
3.	Полезный отпуск (при оказании услуг по передаче по концессионному имуществу)	1 685,91
	Стоимостные показатели, тыс. рублей	
1.	Покупная тепловая энергия, всего	694 663,54
2.	Оплата услуг по передаче тепловой энергии теплосетевым организациям	16 205,45
3.	Расходы на обслуживание и содержание собственных источников теплоснабжения (ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, РК-2)	1 593 343,80
4.	Расходы на содержание и обслуживание тепловых сетей, находящихся в собственности и ином законном основании	318 950,63
5.	Расходы на обслуживание и содержание тепловых сетей, принятых в рамках концессионного соглашения от 28.06.2019 г.	276 863,86
6.	ИТОГО расходов, необходимых для осуществления поставки тепловой энергии потребителям	2 900 027,27

Исходя из рассчитанной необходимой валовой выручки Правлению Департамента предлагается к рассмотрению и установлению следующие тарифы на 2020 год (корректировка в рамках долгосрочного периода регулирования 2019-2023 гг.):

1. Тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2» на территории Костромской области, на 2020 г. (корректировка), таблица № 3.15.:

Таблица № 3.15.

№ п/п	Вид тарифа	Год (период)	Вода	Отборный пар давлением, кг/см ²				Острый и редуцированный пар
				от 1,2 до 2,5	от 2,5 до 7,0	от 7,0 до 13,0	свыше 13,0	
1.	На коллекторах источников тепловой энергии (без учета налога на добавленную стоимость)							
		2020						
1.1.	Одноставочный	с 01.01.2020 по 30.06.2020	943,32	x	1 109,25	x	x	x
1.2.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	980,35	x	1 109,24	x	x	x
	Население (с учетом налога на добавленную стоимость)							
		2020						
1.3.	Одноставочный	с 01.01.2020 по 30.06.2020	1 131,98	x	1 331,10	x	x	x
1.4.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	1 176,42	x	1 331,10	x	x	x

2. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2» потребителям на территории Костромской области, на 2020 г. (корректировка), таблица № 3.16.:

Таблица № 3.16.

№ п/п	Вид тарифа	Год (период)	Вода	Отборный пар давлением, кг/см ²				Острый и редуцированный пар
				от 1,2 до 2,5	от 2,5 до 7,0	от 7,0 до 13,0	свыше 13,0	
1.	Для потребителей, подключенных к тепловым сетям эксплуатируемой теплоснабжающей организации (без учета налога на добавленную стоимость)							
		2020						
1.1.	Одноставочный	с 01.01.2020 по 30.06.2020	1 701,67	х	1 689,86	х	х	х
1.2.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	1 795,70	х	1 714,46	х	х	х
Население (с учетом налога на добавленную стоимость)								
		2020						
1.3.	Одноставочный	с 01.01.2020 по 30.06.2020	2 042,00	х	2 027,84	х	х	х
1.4.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	2 154,84	х	2 057,35	х	х	х

3. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2» теплоснабжающим, теплосетевым организациям, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь тепловой энергии на территории Костромской области, на 2020 г. (корректировка), таблица № 3.17.:

Таблица № 3.17.

№ п/п	Вид тарифа	Год (период)	Вода	Отборный пар давлением, кг/см ²				Острый и редуцированный пар
				от 1,2 до 2,5	от 2,5 до 7,0	от 7,0 до 13,0	свыше 13,0	
1.	Для теплоснабжающих, теплосетевых организаций, приобретающих тепловую энергию с целью компенсации потерь тепловой энергии (без учета налога на добавленную стоимость)							
		2020						
1.1.	Одноставочный	с 01.01.2020 по 30.06.2020	1 701,67	х	1 689,86	х	х	х
1.2.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	1 795,70	х	1 714,46	х	х	х

4. Тарифы на горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), поставляемую ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2» потребителям на территории Костромской области, на 2019 – 2023 гг., таблица № 3.18.:

Таблица № 3.18.

№ п/п	Год (период)	Компонент на теплоноситель, руб./куб. м	Компонент на тепловую энергию		
			Одноставочный, руб./Гкал	Двухставочный	
				Ставка за мощность, тыс. руб./Гкал/час в мес.	Ставка за тепловую энергию, руб./Гкал
1	2	3	4	5	6
1.	Тарифы на горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) (без учета налога на добавленную стоимость)				
	2020				
1.1.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	23,65	1 701,67	х	х
1.2.	с 01.07.2020 по 31.12.2020	24,25	1 795,70	х	х
Население (с учетом налога на добавленную стоимость)					
	2020				
1.3.	с 01.01.2020 по 30.06.2020	28,38	2 042,00	х	х
1.4.	с 01.07.2020 по 31.12.2020	29,10	2 154,84	х	х

5. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2» на территории Костромской области на 2019 – 2023 гг., таблица № 3.19.:

Таблица № 3.19.

№ п/п	Вид тарифа	Год (период)	Вид теплоносителя	
			Вода	Пар
1.	В отношении объектов теплоснабжения, находящихся в государственной или муниципальной собственности, переданных ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2» на основании концессионного соглашения (без учета налога на добавленную стоимость)			
		2020		
1.1.	Одноставочный	с 01.01.2020 по 30.06.2020	350,95	350,95
1.2.		с 01.07.2020 по 31.12.2020	379,63	379,63

ПАО «ТГК-2» выражает свое несогласие по следующим позициям:

1. Департаментом полностью исключены расходы по сомнительным долгам на сумму 18 110 тыс. руб.

Согласно пункту 47 Основ ценообразования в состав внереализационных расходов включаются расходы по сомнительным долгам, определяемые в отношении единых теплоснабжающих организаций, в размере фактической дебиторской задолженности населения, но не более 2 процентов необходимой валовой выручки, относимой на население и приравненных к нему категорий потребителей, установленной для регулируемой организации на предыдущий расчетный период регулирования.

Исходя из НВВ, рассчитанной в соответствии с утвержденными тарифами для потребителей ПАО «ТГК-2», был рассчитан размер расходов по сомнительным долгам в размере 2 процентов необходимой валовой выручки, относимой на население и приравненных к нему категорий потребителей, установленной для регулируемой организации на предыдущий расчетный период регулирования в размере 18 110 тыс. руб.

К тарифной заявке организации были представлены обосновывающие документы, подтверждающие создание резерва по сомнительным долгам по итогам 2018 года. Дополнительно были направлены бухгалтерские справки по списанию дебиторской задолженности за счет резерва по сомнительным долгам в 2018 году в размере 49 861 тыс. руб.

2. Департамент исключил расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам (доля на тепловую энергию) 49 912 тыс. руб.

В соответствии с пунктом 73 Основ ценообразования в расчет НВВ включаются расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним. Величина процентов, включаемых в состав неподконтрольных расходов в соответствии с настоящим абзацем, не превышает величину, равную ставке рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, увеличенной на 4 процентных пункта.

ПАО «ТГК-2» в составе заявления на корректировку тарифов на 2020 год представило расчет процентов по кредитам банков с пакетом обосновывающих документов в доле на тепловую энергию в размере 49 912 тыс. руб. В расчете Департамента проценты по кредитам банков полностью исключены.

3. Департамент полностью исключил расходы на страхование имущества юридических лиц в размере 9 544 тыс. руб. (в том числе на тепловую энергию 5 820 тыс. руб.).

В состав НВВ на тепловую энергию на 2020 год не включены расходы по договору страхования имущества и машин и оборудования от поломок от 07.03.2019г. № Z691F/820/00002/19/000557-0001/ДогP19 на сумму 9109,224 тыс. руб., а также по договору страхования имущества юридических лиц «от всех рисков» № 8391F/820/00040/19/000617-0001/Дог 19 на сумму 434,853 тыс. руб.

Копия договора от 07.03.2019 № Z691F/820/00002/19/000557-0001/ДогP19 (далее – договор страхования) была представлена в составе тарифного предложения Общества.

В процессе производственной деятельности возникают случаи, форс-мажорные обстоятельства, связанные с поломкой имущества, приводящей к полной или частичной его утрате. К таким случаям также относятся пожары, наводнения, последствия ураганных ветров и т.д. Общество не имеет возможности планировать такие работы ни в составе ремонтных, ни в составе инвестиционных программ. Общество несет затраты на восстановление повреждаемых объектов. Для реализации мероприятий, необходим возврат средств, затраченных на неплановые аварийные работы. Для этого был заключен указанный договор страхования, в соответствии с которым страхуются риски по основному и вспомогательному оборудованию энергетических источников. Данные риски (страхование) возмещаются по восстановительной стоимости оборудования (либо ремонт, либо приобретение нового оборудования для восстановления работоспособности). Общество вынуждено заключить договор страхования по восстановительной стоимости в связи с фактической аварийной ситуацией на Вологодской ТЭЦ в мае 2018 года, когда сумма ремонтных работ превышала годовую программу ремонтов в указанном регионе более чем в 5 раз и составила 336 млн. руб.

Считаю, что поскольку затраты, связанные с проведением аварийных работ не включены в ремонтную и инвестиционную программы ПАО «ТГК-2», принятых при регулировании

тарифов в сфере теплоснабжения, расходы на страхование имущества и машин и оборудования от поломок должны учитываться в составе НВВ организации.

Копия договора имущества юридических лиц «от всех рисков» № 8391F/820/00040/19/000617-0001/Дог19 также была представлена в составе тарифного предложения. При утверждении тарифов на тепловую энергию на 2019-2023гг., расходы по этому договору были учтены в составе НВВ Общества, а при формировании НВВ на 2020 год Департаментом был изменен подход к учету этих расходов.

Считаю, что доводы тарифного органа о том, что страхование имущества по указанным договорам не является обязательным видом страхования, сами по себе не могут являться основанием для исключения указанных расходов, поскольку в силу подпункта 8 пункта 28 Основ ценообразования в состав прочих расходов, которые учитываются при определении необходимой валовой выручки, включаются расходы на страхование основных производственных фондов без указания на обязательный либо добровольный характер страхования, что подтверждает судебная практика (решение Верховного Суда Российской Федерации от 19.06.2019 № 81-АПА19-12), в котором вынесено определение.

4. Департамент занизил в составе НВВ затраты по корректировке НВВ, осуществляемой

с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов на 2018 год на сумму 69 681 тыс. руб.

В соответствии с пунктами 51,52 приказа ФСТ России от 13.06.2013г №760-э «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» предусмотрена корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов на 2018 год. По расчету ПАО «ТГК-2», направленному в составе тарифной заявки на 2020 год, размер корректировки за 2018 год составляет 75 285,415 тыс. руб. Расчет ПАО «ТГК-2» был выполнен на основании принципов, применяемых при выполнении расчета по корректировке НВВ при рассмотрении досудебного спора в ФАС России между ПАО «ТГК-2» и Департаментом государственного регулирования цен и тарифов Костромской области по вопросу установления цен (тарифов) на тепловую энергию на 2019 год. В расчете Департамента исключены фактические расходы за 2018 год на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, соответственно размер корректировки был существенно занижен. При утверждении тарифов на тепловую энергию на 2018 год Департаментом в составе НВВ были учтены расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам в размере 14 312 тыс. руб. Таким образом, при выполнении расчета корректировки НВВ за 2018 год, Департамент как минимум должен был учесть указанные расходы на уровне, принятом в тарифах 2018 года.

РЕШИЛИ:

1. Установить тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2» на территории Костромской области, на 2020 г. (корректировка) в соответствии с таблицей № 3.15 настоящего протокола.

2. Установить тарифы на тепловую энергию, поставляемую ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2» потребителям на территории Костромской области, на 2020 г. (корректировка) в соответствии с таблицей № 3.16 настоящего протокола.

3. Установить тарифы на тепловую энергию, поставляемую ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2» теплоснабжающим, теплосетевым организациям, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь тепловой энергии на территории Костромской области, на 2020 г. (корректировка) в соответствии с таблицей № 3.17 настоящего протокола.

4. Установить тарифы на горячую воду в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), поставляемую ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2» потребителям на территории Костромской области, на 2020 г. (корректировка) в соответствии с таблицей № 3.18 настоящего протокола.

5. Установить тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2» на территории Костромской области на 2020 г. (корректировка) в соответствии с таблицей № 3.19 настоящего протокола.

6. Тарифы, установленные пунктами 1-5 (таблица № 3.15. – таблица № 3.19.), действуют с 01.01.2020 года по 31.12.2020 года.

7. Постановление вступает в силу с момента его официального опубликования.

8. Установленные тарифы являются фиксированными, занижение и (или) завышение организацией указанных тарифов является нарушением порядка ценообразования.

9. Раскрыть информацию по стандартам раскрытия в установленные сроки, в соответствии с действующим законодательством.

Голосовали за данное решение:

№ п/п	Члены Правления	Результаты голосования	Решение Правления
Департамент государственного регулирования цен и тарифов Костромской области			Голосование: за – 5 чел. против – 0 чел. воздержался – 0 чел. Решение: принято
1.	Смирнов А.Н.	за	
2.	Якимова Л.А.	за	
3.	Маракулина И.А.	за	
4.	Мокина Т.А.	за	
5.	Северюхин П.В.	за	
Управление Федеральной антимонопольной службы по Костромской области			
6.	Макарова Ю.А.	Не голосовала	

Вопрос 5: «Об утверждении дифференцированных розничных цен на газ, реализуемый ООО «НОВАТЭК - Кострома» на территории Костромской области, на 2020 год».

СЛУШАЛИ:

Консультанта отдела регулирования в электроэнергетике и газе ДГРЦ и Т КО Смирнову Э.С., сообщившего по рассматриваемому вопросу следующее.

ООО «НОВАТЭК – Кострома» представило в адрес ДГРЦ и Т КО расчет розничных цен на газ на 2020 год от 02.12.2019 № 11-11/68-КТ (вх. от 02.12.2019 № О-2463).

Экспертом по рассмотрению расчетных материалов назначен консультант отдела регулирования в электроэнергетике и газе ДГРЦ и Т КО – Смирнова Э.С.

Нормативно-правовая база по регулированию розничных цен на газ:

1. Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»;

2. Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2000 года № 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» (вместе с «Основными положениями формирования и государственного регулирования цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации») (далее – постановление Правительства РФ от 29.12.2000 №1021) (далее – постановление Правительства РФ от 29.12.2000 № 1021);

3. Методические указания по регулированию розничных цен на газ, реализуемый населению, утвержденные Приказом ФСТ России от 27 октября 2011 года № 252-э/2;

4. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов.

При утверждении розничных цен на газ для бытовых нужд населения Костромской области эксперт по рассмотрению расчетных материалов руководствовался пунктом 11 (2) постановления Правительства РФ от 29.12.2000 №1021.

В соответствии с данным пунктом при установлении регулируемых цен (тарифов) на газ может применяться метод индексации. При применении метода индексации цены (тарифы) на газ умножаются на величину индекса изменения цен (тарифов), определяемого регулирующим органом с учетом устанавливаемых Правительством Российской Федерации средних параметров ежегодного изменения оптовых цен на газ и прогнозного уровня инфляции.

Так, в соответствии с основными параметрами Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 год и плановый период 2021 и 2022 годов индексация оптовых цен на природный газ для населения составит 3 % с 1 июля 2020 года.

В результате средняя розничная цена на газ составит (таблица № 5.1):

- 5 597,88 руб./1000 м³ с НДС в I полугодии 2020 года;
- 5 765,81 руб./1000 м³ с НДС во II полугодии 2020 года.

Таблица №5.1.

Составляющие цены:	II полугодие 2019 г. (базовый период)	предложение ООО "НОВАТЭК-Кострома"		Рост, %	НВВ, тыс. руб.			предложение ДГРЦ и Т КО		Рост, %	НВВ, тыс. руб.			Отклонение (предложение ДГРЦ и Т КО от ООО "НОВАТЭК-Кострома"), %	
		I полугодие 2020 г.	II полугодие 2020 г.		I полугодие 2020 г.	II полугодие 2020 г.	2020 г.	I полугодие 2020 г.	II полугодие 2020 г.		I полугодие 2020 г.	II полугодие 2020 г.	2020 г.	I полугодие 2020 г.	II полугодие 2020 г.
Средняя розничная цена руб./1000 м3 без НДС	4 664,90	4 664,90	5 774,15	123,78%	513 120,68	461 954,72	975 075,40	4 664,90	4 804,84	103,00%	484 058,35	405 379,86	889 438,20	0,00%	-16,79%
НДС	932,98	932,98	1 154,83	123,78%	102 624,14	92 390,94	195 015,08	932,98	960,97	103,00%	96 811,67	81 075,97	177 887,64	0,00%	-16,79%
Итого средняя розничная цена, руб./1000 м3 с НДС	5 597,88	5 597,88	6 928,98	123,78%	615 744,81	554 345,66	1 170 090,47	5 597,88	5 765,81	103,00%	580 870,02	486 455,83	1 067 25,84	0,00%	-16,79%

При расчете средней розничной цены учтены оптовая цена газа и тариф на транспортировку газа в следующих размерах:

1) оптовая цена на газ в 1 полугодии 2020 года составит 3 758,00 руб./1000 м3 без НДС согласно Приказу ФАС России от 13.05.2019 № 580/19 «Об утверждении оптовых цен на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, предназначенный для последующей реализации населению», во 2 полугодии 2020 года - 3 870,74 руб./1000 м3 без НДС (рост 3% к I полугодию 2020 года согласно прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 год и плановые периоды 2021 и 2022 годы);

2) тариф на транспортировку газа по газораспределительным сетям в 1 полугодии 2020 года составит 694,72 руб./1000 м3 без НДС, во 2 полугодии 2020 года - 715,56 руб./1000 м3 без НДС согласно приказу ФАС России от 21.02.2019 № 199/19 «Об утверждении тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям АО «Газпром газораспределение Кострома» на территории Костромской области».

Розничные цены на газ дифференцированно по группам потребителей,
таблица № 5.2.:

Таблица № 5.2.

№ пп	Цель использования	Единица измерения	II полугодие 2019 года (утверждено)	Предложение ООО "НОВАТЭК-Кострома"		Рост, %	Предложение ДГРЦ и ТКО		Рост II полугодие 2020 г. к I полугодию 2020 г., %
				1 полугодие 2020 г.	2 полугодие 2020 г.		1 полугодие 2020 г.	2 полугодие 2020 г.	
1.	Приготовление пищи и нагрев воды с использованием газовой плиты (в отсутствие других направлений использования газа); нагрев воды с использованием газового водонагревателя при отсутствии центрального горячего водоснабжения (в отсутствие других направлений использования газа)	руб./м3 с НДС	6,79	6,79	10,08	148,45	6,79	6,99	103,00%
2.	Приготовление пищи и нагрев воды с использованием газовой плиты и нагрев воды с использованием газового водонагревателя при отсутствии центрального горячего водоснабжения (в отсутствие других направлений использования газа)	руб./м3 с НДС	6,79	6,79	8,13	119,73	6,79	6,99	103,00%
3.	Отопление с одновременным использованием газа на другие цели (кроме направлений использования газа, указанных в пунктах 4, 5, 6)	руб./м3 с НДС	5,12	5,12	6,97	136,13	5,12	5,27	103,00%
4.	Отопление и (или) выработка электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах с годовым объемом потребления газа до 10 тыс. м3 включительно	руб./м3 с НДС	5,12	5,12	7,35	143,55	5,12	5,27	103,00%
5.	Отопление и (или) выработка электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах с годовым объемом потребления газа от 10 до 100 тыс. м3 включительно	руб./м3 с НДС	5,12	5,12	6,97	136,13	5,12	5,27	103,00%
6.	Отопление и (или) выработка электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах с годовым объемом потребления газа свыше 100 тыс. м3	руб./м3 с НДС	5,12	5,12	6,65	129,88	5,12	5,27	103,00%

Особое мнение ООО «НОВАТЭК-Кострома»:

«В соответствии с п. 19 Методических указаний по регулированию розничных цен на газ, реализуемый населению, утвержденных приказом ФСТ России от 27.10.2011 № 252-э/2 (далее - Методические указания), Обществом произведен и направлен в Департамент письмом от 02.12.2019 № 11-11/68-КТ расчет дифференцированных розничных цен на природный газ на 2020 год на основании принципа учета экономически обоснованных расходов поставщика по регулируемому виду деятельности. Расчет произведен с учетом тарифов ГРО, установленных приказом ФАС России от 21.02.2019 № 199/19. Размер необходимой выручки по регулируемому виду деятельности в 2020 году составляет 1 170 млн. руб. (с НДС).

Решение Департамента предполагает получение в 2020 году выручки по регулируемому виду деятельности в сумме 1 067 млн. руб. (с НДС и отчислениями на энергосбережение).

Таким образом, Решение Департамента приводит к формированию у ООО «НОВАТЭК – Кострома» в 2020 году недополученных доходов (планового убытка) по регулируемому виду деятельности.

Сумма недополученного дохода (планового убытка), составляет 119 млн руб. без учета отчислений на энергосберегающие мероприятия и НДС. Недополученный доход (плановый убыток) рассчитан в соответствии с Порядком предоставления субсидий из областного бюджета газоснабжающим организациям на возмещение недополученных доходов в связи с оказанием услуг по реализации природного газа населению Костромской области по регулируемым ценам, утвержденным Постановлением Администрации Костромской области № 504-а от 25.12.2017 г.

2. Решение Департамента противоречит требованиям Методических указаний в части включения в розничную цену отчислений на энергосберегающие мероприятия.

В соответствии с п. 15,17 Методических указаний, структура розничной цены состоит из оптовой цены и региональной составляющей розничной цены, включающей в себя расходы на транспортировку газа по газораспределительным сетям и его реализацию. Включение иных составляющих в состав розничной цены, в том числе отчислений на энергосберегающие мероприятия, Методическими указаниями не предусмотрено».

Все члены Правления, принимавшие участие в рассмотрении вопроса № 5 Повестки, предложение консультанта отдела регулирования в электроэнергетике и газе Смирновой Э.С. поддержали единогласно.

Смирнов А.Н. – принять предложение эксперта.

РЕШИЛИ:

1. Утвердить дифференцированные розничные цены на газ, реализуемый ООО «НОВАТЭК - Кострома» населению и исполнителям коммунальных услуг на территории Костромской области, на 2020 год в следующем размере, таблица № 5.3.:

Таблица № 5.3.

№ п/п	Цель использования	Розничные цены, руб./куб. м с НДС	
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
1.	Приготовление пищи и нагрев воды с использованием газовой плиты (в отсутствие других направлений использования газа); нагрев воды с использованием газового водонагревателя при отсутствии центрального горячего водоснабжения (в отсутствие других направлений использования газа)	6,79	6,99
2.	Приготовление пищи и нагрев воды с использованием газовой плиты и нагрев воды с использованием газового водонагревателя при отсутствии центрального горячего водоснабжения (в отсутствие других направлений использования газа)	6,79	6,99
3.	Отопление или отопление с одновременным использованием газа на другие цели (кроме направлений использования газа, указанных в пунктах 4, 5, 6 настоящего приложения)	5,12	5,27

№ п/п	Цель использования	Розничные цены, руб./куб. м с НДС	
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
4.	Отопление и (или) выработка электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах с годовым объемом потребления газа до 10 тыс. м3 включительно	5,12	5,27
5.	Отопление и (или) выработка электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах с годовым объемом потребления газа от 10 до 100 тыс. м3 включительно	5,12	5,27
6.	Отопление и (или) выработка электрической энергии с использованием котельных всех типов и (или) иного оборудования, находящихся в общей долевой собственности собственников помещений в многоквартирных домах с годовым объемом потребления газа свыше 100 тыс. м3	5,12	5,27

2. Признать утратившим силу постановление ДГРЦ и Т КО от 30 ноября 2018 года № 18/379 «Об утверждении дифференцированных розничных цен на природный газ, реализуемый ООО «НОВАТЭК - Кострома» на территории Костромской области, на 2019 год».

3. Постановление подлежит официальному опубликованию и вступает в силу с 1 января 2020 года.

4. Утвержденная розничная цена на газ является фиксированной, занижение и (или) завышение организацией данной цены является нарушением порядка ценообразования.

Голосовали за данное решение:

№ п/п	Члены Правления	Результаты голосования	Решение Правления
Департамент государственного регулирования цен и тарифов Костромской области			Голосование: за – 5 чел. против – 0 чел. воздержался – 0 чел. Решение: принято
1	Смирнов А.Н.	за	
2	Якимова Л.А.	за	
3	Маракулина И.А.	за	
4	Мокина Т.А.	за	
5	Северюхин П.В.	за	
Управление Федеральной антимонопольной службы по Костромской области			
6	Макарова Ю.А.	Не голосовала	

Вопрос 6: «Об утверждении розничных цен на сжиженный газ, реализуемый ООО «Костромагазресурс» населению Костромской области для бытовых нужд, на 2020 год».

СЛУШАЛИ:

Уполномоченного по делу - консультанта отдела регулирования в электроэнергетике и газе ДГРЦ и Т КО Смирнову Э.С., сообщившего по рассматриваемому вопросу следующее.

В адрес ДГРЦ и Т КО обратилось ООО «Костромагазресурс» с заявлением на регулирование розничных цен на сжиженный газ, реализуемый населению Костромской области, на 2020 год от 30.10.2019 № 04/709 (вход. № О-2171 от 31.10.2019).

Нормативно-правовая база по регулированию розничных цен на сжиженный газ:

1) Федеральный закон от 31.03.1999 №69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»;

2) Постановление Правительства РФ от 29.12.2000 № 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» (вместе с «Основными положениями формирования и государственного регулирования цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации»);

3) Методические указания по регулированию розничных цен на сжиженный газ, реализуемый населению для бытовых нужд, утвержденные приказом ФАС России от 07.08.2019 № 1072/19 (далее – Методические указания);

4) Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годы.

Расчет розничных цен на сжиженный газ:

1. Объем реализации сжиженного газа в 2020 году принят в размере 783,74 тонны, в том числе 1 полугодие 2020 года – 391,34 тонны, 2 полугодие 2020 года – 392,40 тонн.

2. Состав расходов, включаемых в расчет розничных цен на сжиженный газ на 2020 год:

2.1. Затраты по статье «Стоимость сжиженного газа» приняты в расчет розничных цен на сжиженный газ в размере 19 759,36 тыс. рублей $((17\,915,01 + 7\,296,75) * 783,74)$ вместо 23 810,97 тыс. рублей. Снижение составило 4 051,61 тыс. рублей, что связано со снижением оптовой цены на сжиженный газ, определенной как среднегодовое значение, рассчитанное из минимальных среднемесячных значений биржевого и/или внебиржевого индикатора единицы сжиженного газа за 12 календарных месяцев, предшествующий регулируемому периоду, определяемых как среднеарифметическое значение за календарный месяц, ежедневных территориальных внебиржевых индексов первичного рынка для Урала и Сибири (согласно п. 30.1 Методических указаний).

2.2. Затраты по статье «Фонд оплаты труда».

Расчет расходов на оплату труда произведен в соответствии с Положением об оплате труда и материальном стимулировании работников ООО «Костромагазресурс», Положением о социальных гарантиях и компенсациях работников ООО «Костромагазресурс», утвержденных приказом от 14.10.2016 № 223, исходя из максимального значения среднесписочной численности работников за 9 месяцев 2019 года (факт) в количестве 54,3 человека, что подтверждается статистической отчетностью формой № П-4 (сведения о численности и заработной плате работников по данным ООО «Костромагазресурс» за март 2019 года).

Средняя заработная плата принята по предложению ООО «Костромагазресурс» с учетом индексации на ИПЦ – 3,0 %.

Расчет средней заработной платы:

19 301,52 : 64,15 : 12 * 1,03 * 1 000 = 25 825,62 руб. в месяц (что выше на 3,0 % от предложения ООО «Костромагазресурс»).

В результате затраты по статье «Фонд оплаты труда» составили 16 827,98 тыс. рублей (25 825,62*12*54,3=16 827,98) вместо 19 301,52 тыс. рублей по предложению ООО «Костромагазресурс». Снижение составило 2 473,54 тыс. рублей.

2.3. Затраты по статье «Налоги на фонд оплаты труда».

Данные затраты приняты в размере 5 082,05 тыс. рублей (30,2% от ФОТ) вместо 5 829,06 тыс. рублей. Снижение составило 747,01 тыс. рублей в результате перерасчета фонда оплаты труда.

2.4. Затраты по статье «Материальные затраты».

Данные затраты приняты в размере 2 685,24 тыс. рублей вместо 3 546,23 тыс. рублей заявленных ООО «Костромагазресурс». Снижение составило 861,00 тыс. рублей, расходы определялись с учетом анализа фактических расходов.

2.5. Затраты по статье «Амортизация основных средств».

В связи с тем, что общество оказывает регулируемый вид деятельности, который субсидируется из бюджета, то в силу статьи 256.3 Налогового кодекса Российской Федерации (не подлежит амортизации имущество, приобретенное (созданное) за счет бюджетных средств целевого финансирования) затраты на амортизационные отчисления исключены в полном объеме из расчета розничной цены.

Снижение от предложения ООО «Костромагазресурс» составило 392,95 тыс. рублей.

Финансовый результат («расходы» - «доходы») за 2018 год организация сформировала с учетом амортизационных отчислений в размере 880,92 тыс. рублей.

В соответствии с п. 11 Методических указаний неиспользованные в течение предыдущего расчетного периода действия розничных цен средства по отдельным статьям расходов, выявленные по данным отчетности, могут учитываться при расчете розничных цен на следующий период в качестве источника покрытия предстоящих расходов.

В результате снижение по статье «Амортизация основных средств» составило 1 273,87 тыс. рублей.

2.6. Затраты по статье «Прочие».

Данные затраты приняты в размере 13 352,86 тыс. рублей вместо 19 390,22 тыс. рублей. Снижение составило 6 037,37 тыс. рублей в результате анализа фактических затрат.

2.6.1. Затраты по статье «Аренда» приняты в размере 627,32 тыс. рублей вместо 759,32 тыс. рублей. Снижение составило 132,00 тыс. рублей в результате отсутствия полного обоснования.

2.6.2. Затраты на услуги сторонних организаций приняты в размере 12 473,69 тыс. рублей вместо заявленных 18 271,80 тыс. рублей. Снижение составило 5 798,11 тыс. рублей, таблица № 6.1.:

Таблица № 6.1.

Наименование	Наименование	предложение ООО «КГР»	предложение ДГРЦ и Т КО	Отклонение, (+,-)	Примечание
ООО "Костромские просторы"	услуги по хранению	5 950,00	5 486,18	-463,82	в соответствии с договором № 2-12/18/У от 27.12.2018 г. «Оказания услуг по приему, хранению и отпуску сжиженного углеводородного газа» (цена продукции в рублях РФ за единицу 7000)
ЕИРКЦ	агентское вознаграждение за прием платежей	1 056,62	1 056,62	0,00	-
ООО"КостромаДиагностика"	экспертиза промышленной безопасности сосудов	2 700,10	1 026,55	- 1673,55	В соответствии с договором № КД-2019/0100/ТО на выполнение работ по

Наименование	Наименование	предложение ООО «КГР»	предложение ДГРЦ и Т КО	Отклонен ие, (+,-)	Примечание
					экспертизе промышленной безопасности электроизмерениям на объектах ООО «Костромагазресурс» в 2019 году и с учетом ИПЦ-3%
ФБУ "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ко"	поверка (калибровка) средств измерений	47,90	47,90	0,00	-
ОГКУ Костромской области "Служба спасения, обеспечения мероприятий гражданской обороны и защиты в чрезвычайных ситуациях"	обслуживание потенциально опасных объектов	27,25	27,25	0,00	-
АО "Газпром газораспределение Кострома"	аварийно-диспетчерское обслуживание	32,14	32,14	0,00	-
ООО "Техэнерго"	аварийно-диспетчерское обслуживание	3 600,00	542,07	- 3 057,93	В соответствии с договором от 15.10.2019 б/н «На аварийно-диспетчерское обеспечение» и с учетом ИПЦ-3%
Логистик-К	пассажирские перевозки	255,44	0,00	-255,44	Исключены в полном объеме как неэффективные затраты
Прочие	-	409,48	62,11	-347,37	Приняты затраты на очистку снега
ИТОГО	-	14 078,93	8 280,82	- 5 798,11	х

2.6.3. Другие затраты приняты в размере 220,55 тыс. рублей вместо 327,81 тыс. рублей по заявлению ООО «Костромагазресурс». Снижение составило 107,26 тыс. рублей в результате анализа фактических затрат.

3. «Сальдо прочих расходов и доходов».

3.1. «Сальдо прочих доходов» принято в размере 977,40 тыс. рублей.

3.2. «Сальдо прочих расходов» приняты в размере 88,00 тыс. рублей (услуги банков) вместо 815,55 тыс. рублей заявленных ООО «Костромагазресурс». Снижение составило 727,55 тыс. рублей.

4. Расходы из чистой прибыли приняты в размере 523,92 тыс. рублей (налог на прибыль – 1 %) вместо 12 324,61 тыс. рублей согласно предложению ООО «Костромагазресурс». Снижение составило 11 800,70 тыс. рублей.

Затраты, относимые на регулируемый вид деятельности, приняты в размере 56 461,07 тыс. рублей вместо заявленных 85 411,12 тыс. рублей. Снижение составило 28 950,05 тыс. рублей.

В соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 год и плановый периоды 2021 и 2022 годов рост цен на газ составит 3 % с 1 июля 2020 года. В результате этого, выручка от реализации сжиженного газа из резервуарных установок населению Костромской области принята в размере 26 459,64 тыс. рублей.

Экономически обоснованная розничная цена на сжиженный газ для бытовых нужд населения на 2020 год составит 72,04 руб./кг (таблица № 6.2.), в том числе:

- реализация сжиженного газа из групповых газовых резервуарных установок – 72,30 руб./кг;

- реализация сжиженного газа в резервуарные установки, принадлежащие населению (индивидуальные установки) – 65,24 руб./кг, вместо 108,98 руб./кг по предложению ООО «Костромагазресурс». Снижение от предложения ООО «Костромагазресурс» составило 34 %. Экономически обоснованная розничная цена на сжиженный газ для бытовых нужд населения:

Таблица № 6.2.

Наименование	2019 год (утверждено)	2020 год (план)				Отклонение, (+,-)
		ООО «КГР»	ДГРЦ и ТКО			
			Всего	Реализация сжиженного газа из групповых газовых резервуарных установок	Реализация сжиженного газа в резервуарные установки, принадлежащие населению (индивидуальные установки)	
Объем реализации сжиженного газа населению, тонн	755,08	783,74	783,74	755,39	28,35	0,00
Стоимость газа с доставкой до ГНС, тыс.руб.	14 567,92	23810,97	19759,36	19044,63	714,73	-4051,61
Расходы, относящиеся на себестоимость, тыс. руб.	36 150,31	48459,98	37067,19	35950,44	1116,76	-11392,79
Сальдо прочих расходов и доходов, тыс. руб.	-291,11	-815,55	+889,40	+889,40	-	1704,95
Расходы из чистой прибыли, налог на прибыль, тыс. руб.	-	12324,61	523,92	505,92	18,00	- 11 800,70
Всего расходов с покупкой газа, тыс. руб.	51 009,34	85411,12	56 461,07	54611,59	1849,48	-28 950,05
Экономически обоснованная цена на сжиженный газ, руб./кг без НДС	67,55	108,98	72,04	72,30	65,24	-36,94
Экономически обоснованная цена на сжиженный газ, руб./кг с НДС	67,55	108,98	72,04	72,30	65,24	-36,94

Розничные цены на сжиженный газ предлагается установить в следующем размере (№6.3.):

Таблица № 6.3.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2019 год (утверждено)		2020 год		Рост, %
			с 01.01.2019 по 30.06.2019	с 01.07.2019 по 31.12.2019	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020	
1.	Реализация сжиженного газа из групповых газовых резервуарных установок	руб./кг	32,92	33,38	33,38	34,38	103,00%
2.	Реализация сжиженного газа в резервуарные установки, принадлежащие населению (индивидуальные установки)	руб./кг	-	-	30,12	31,02	102,99%

Рост розничных цен составит 3 % с 1 июля 2020 года.

Особое мнение ООО «Костромагазресурс»:

«Розничные цены на сжиженный газ, реализуемый населению для бытовых нужд, рассчитываются в соответствии с «Методическими указаниями по регулированию розничных

цен на сжиженный газ, реализуемый населению для бытовых нужд», утвержденными приказом ФАС РФ от 07.08.2019 №1072/19 (далее Методические указания).

В соответствии с пунктом 3 Методических указаний расчет розничных цен предусматривает их установление на уровне, обеспечивающем субъекту регулирования получение планируемого объема выручки от оказания услуг по регулируемому виду деятельности в размере, необходимом для:

а) возмещения экономически обоснованных расходов, связанных с производством, приобретением, транспортировкой, хранением, распределением и поставкой (реализацией) газа;

б) обеспечения получения обоснованной нормы прибыли на капитал, используемый в регулируемом виде деятельности;

в) учета в структуре регулируемых цен всех налогов и иных обязательных платежей в соответствии с законодательством Российской Федерации.

ООО «Костромагазресурс» считает, что при расчете размера необходимой валовой выручки на 2020 год департаментом государственного регулирования цен и тарифов Костромской области не были учтены экономически обоснованные расходы по следующим статьям затрат:

Статья «Фонд оплаты труда».

Расчет расходов на оплату труда учтен регулятором в размере 16 827,98 тыс. руб. и произведен исходя из максимального значения среднесписочной численности работников за 9 месяцев 2019 года в количестве 54,3 человека. Однако, значение среднесписочной численности не учитывает количество внутренних совместителей. По штатному расписанию ООО «Костромагазресурс» на 1 декабря количество занятых штатных единиц 55,85 чел. Кроме того в соответствии с трудовым законодательством и внутренними локальными нормативно-правовыми актами предприятия, ООО «Костромагазресурс» вынуждено провести индексацию заработной платы на индекс потребительских цен за период, предшествующий периоду принятия решения о проведении индексации, то есть на ИПЦ за 2018 год – 1,043. В расчетах департамента индексация учтена на уровне 3 %. Считаем необходимым учесть в расчетах фонд оплаты труда, утвержденный департаментом на 2019 год, с учетом индексации 1,043% – 16 900,43 тыс. руб. * 1,043 = 17 627,15 тыс. руб. По данной статье объем затрат занижен на 799,17 тыс. руб.

Статья «Налоги на фонд оплаты труда».

Снижение Департаментом расходов на 241,35 тыс.руб. считаем необоснованным, в связи с неправомерным снижением расходов на оплату труда.

Статья «Материальные затраты».

Затраты на газ на собственные и технологические нужды, а именно отопление Островского УГС, регулятором полностью исключены а размере 120 тыс. руб. Частью 2 ст. 109 ТК РФ установлена обязанность работодателя по оборудованию специальных помещений для обогрева и отдыха работников. Температура воздуха в местах обогрева для нормализации теплового состояния работника должна поддерживаться на уровне 21 - 25 град. Цельсия. Полностью сократить участок в поселке Островском невозможно в связи с его значительностью удаленностью от Костромы.

В связи с этим, считаем заниженными затраты на отопление в размере 49,9 тыс. руб.

Статья «Амортизация основных средств».

Департамент исключает из затрат амортизацию основных средств. Причем, не только план 2020 года (392,95 тыс. руб.), но и фактическую амортизацию, начисленную в 2018 году (880,92 тыс. руб.). Регулятор ссылается при этом на то, что в силу статьи 256.3 Налогового кодекса Российской Федерации не подлежит амортизации имущество, приобретенное (созданное) за счет бюджетных средств целевого финансирования. При этом и из судебной практики, и разъяснений законодательства следует, что в НК речь идет исключительно об основных средствах, на приобретение которых напрямую выделялись денежные средства из бюджета. Однако, наше предприятие целевых субсидий на приобретение основных средств

никогда не получало. Считаем заниженными затраты по данной статье в размере 1 273,87 тыс. руб.

Статья «Прочие».

Услуги сторонних организаций.

Экспертиза промышленной безопасности. Расчет предприятия произведен исходя из объема сосудов, подлежащих экспертизе в 2020 году, – 2 700 тыс. руб. Департамент определяет сумму затрат путем индексации одного договора, заключенного в 2019 году на 3 %. Экспертиза сосудов выполняется по графику, исходя из объемов работ и не равномерно распределена по годам. В связи с этим считаем затраты по данной подстатье заниженными на 1673,55 тыс. руб.

Аварийно-диспетчерское обеспечение. 17 декабря 2019 года состоялся открытый запрос предложений на аварийно-диспетчерское обслуживание ООО «Костромагазресурс», на основании которого победителем признано ООО «Техэнерго». Объем затрат на аварийно-диспетчерское обеспечение газовых резервуарных установок составит на 2020 год 1 933,92 тыс. руб. Регулятор предусматривает по данной статье 542,07 тыс. руб. Таким образом, объем затрат по данной подстатье занижен на 1 391,85 тыс. руб.

Прочие услуги сторонних организаций сокращены с 409,48 тыс. руб. до 62,11 тыс. руб. По этой статье отражаются расходы предприятия на предотвращение и ликвидацию последствий аварийных ситуаций, отключение газа у потребителей. Считаем данное снижение необоснованным на сумму 347,37 тыс. руб.

Канцелярские и почтово-телеграфные расходы.

План предприятия 128,52 тыс. руб. сложился путем индексации расходов 2019 года. Регулятор закладывает 47,06 тыс. руб. Этого недостаточно. В 2019 году у предприятия возросли расходы на почтовые отправления в связи с активизацией работы с дебиторской задолженностью населения. Кроме того, изменился порядок предоставления субсидий, только на подготовку документов уходит более пачки бумаги ежемесячно. В пересчете на количество сотрудников предприятия данные расходы составляют менее 185 руб. ежемесячно. Затраты по данной статье занижены на 81,46 тыс. руб.

Статья «Сальдо прочих доходов и расходов».

Доходы.

Департамент включает в сумму доходов – 977,40 тыс. руб. Это сумма затрат, не принятых департаментом по результатам финансово-экономической деятельности предприятия за 2018 год. При этом департамент ссылается на п. 11 Методических указаний. Неиспользованные в течение предыдущего расчетного периода действия розничных цен средства по отдельным статьям расходов, выявленные по данным отчетности, могут учитываться при расчете розничных цен на следующий период в качестве источника покрытия предстоящих расходов. По статье прочие расходы на 2018 год департаментом всего было предусмотрено 457,81 тыс. руб. Фактически прочие расходы составили по регулируемому виду деятельности 1 137,51 тыс. руб. Считаем включение доходов по статье Сальдо прочих доходов и расходов необоснованным в полной сумме 977,40 руб.

Расходы.

Регулятор полностью исключает затраты на уплату процентов по займам, привлеченным ООО «Костромагазресурс» для покрытия кассовых разрывов в объеме 727,55 тыс. руб. При этом предприятие имеет потребность в привлечении заемных денежных средств. Затраты по данной статье считаем заниженными на 727,55 тыс. руб.

Статья «Расходы из чистой прибыли».

Расходы из чистой прибыли. В расчет необходимой чистой прибыли регулятор закладывает исключительно налог по упрощенной системе налогообложения в размере 523,92 тыс. руб. В нарушение методических указаний исключает из расходов из чистой прибыли:

а) потребность в капитальных вложениях за вычетом амортизационных отчислений и полученных целевых инвестиционных кредитов по рассматриваемой категории;

б) средства, направляемые на погашение убытков прошлых лет, полученных по рассматриваемой категории регулируемого вида деятельности;

в) средства на создание резервного фонда в соответствии с действующим законодательством по рассматриваемой категории регулируемого вида деятельности;

г) средства, необходимые для обслуживания привлеченного заемного капитала в части, относимой на рассматриваемую категорию регулируемого вида деятельности;

д) средства, необходимые для выплаты дивидендов с учетом внутренних документов организации, определяющих принципы дивидендной политики, согласованных с регулирующим органом;

е) обеспечение нормативных значений коэффициентов, характеризующих финансово-хозяйственную деятельность организации, осуществляющей регулируемый вид деятельности.

Считаем заниженными расходы по данной статье в размере 11 800,70 тыс. руб.

Для недопущения банкротства предприятия предлагаем учесть в расчетах неправомерно исключенные расходы по регулируемому виду деятельности при формировании тарифов на 2020 год в размере 19 364,17 тыс. руб.

В противном случае, Общество оставляет за собой право урегулирование данного вопроса в соответствии с законодательством Российской Федерации».

Все члены Правления, принимавшие участие в рассмотрении вопроса № 6 Повестки, предложение уполномоченного по делу - консультанта отдела регулирования в электроэнергетике и газе Смирновой Э.С. поддержали единогласно.

Смирнов А.Н. – принять предложение уполномоченного по делу.

РЕШИЛИ:

1. Утвердить фиксированные розничные цены на сжиженный газ, реализуемый ООО «Костромагазресурс» населению Костромской области для бытовых нужд, на 2020 год (кроме газа для арендаторов нежилых помещений в жилых домах и газа для заправки автотранспортных средств) в следующем размере, таблица № 6.4.:

Таблица № 6.4.

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Фиксированные розничные цены	
			с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
1.	Реализация сжиженного газа из групповых газовых резервуарных установок	руб/кг	33,38	34,38
2.	Реализация сжиженного газа в резервуарные установки, принадлежащие населению (индивидуальные установки)	руб/кг	30,12	31,02

2. Признать утратившим силу постановление ДГРЦ и Т КО от 7 декабря 2018 года № 18/460 «Об утверждении розничных цен на сжиженный газ, реализуемый ООО «Костромагазресурс» населению Костромской области для бытовых нужд, на 2019 год (кроме газа для арендаторов нежилых помещений в жилых домах и газа для заправки автотранспортных средств)».

3. Постановление подлежит официальному опубликованию и вступает в силу с 1 января 2020 года.

4. Утвержденные розничные цены на сжиженный газ являются фиксированными, занижение и (или) завышение организацией данной цены является нарушением порядка ценообразования.

Голосовали за данное решение:

№ п/п	Члены Правления	Результаты голосования	Решение Правления
Департамент государственного регулирования цен и тарифов Костромской области			Голосование: за – 5 чел. против – 0 чел. воздержался – 0 чел. Решение: принято
1	Смирнов А.Н.	за	
2	Якимова Л.А.	за	
3	Маракулина И.А.	за	
4	Мокина Т.А.	за	
5	Северюхин П.В.	за	
Управление Федеральной антимонопольной службы по Костромской области			
6	Макарова Ю.А.	Не голосовала	

Вопрос 7: «Об утверждении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности на уровне напряжения ниже 35 кВ и максимальной мощности менее 8 900 кВт и формул для определения размера платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям сетевых организаций на территории Костромской области на 2020 год».

СЛУШАЛИ:

Ответственного по рассмотрению расчетных и обосновывающих материалов - консультанта отдела регулирования в электроэнергетике и газе ДГРЦ и Т КО Смирнову Э.С., сообщившего по рассматриваемому вопросу следующее.

В адрес ДГРЦ и Т КО поступили заявления от следующих территориальных сетевых организаций на утверждение стандартизированных тарифных ставок и ставок за единицу максимальной мощности (руб./кВт):

- филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго» (вх. № О-2167 от 31.10.2019);
- ООО «Энергосервис» (вх. № О-2137 от 28.10.2019);
- ООО «КФК Энерго» (вх. № О-2464 от 02.12.2019);
- ОАО «РЖД» (вх. № О-1912 от 23.09.2019);
- АО «Оборонэнерго» (вх. № А-2148 от 04.10.2019);
- ООО «Промэнерго Сети» (вх. № О-2473 от 03.12.2019).

Нормативно-правовая база по регулированию платы за технологическое присоединение к электрическим сетям:

- 1) Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- 2) Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861;
- 3) Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178;
- 4) Методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденные Приказом ФАС России от 29.08.2017 № 1135/17 (далее – Методические указания);
- 5) Методические указания по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденные приказом Федеральной службы по тарифам от 11.09.2014 № 215-э/1;
- 6) Прогноз социально экономического развития на 2019-2024 годы;

7) Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 год и плановый период 2021-2022 г.г.

1. Стандартизированные тарифные ставки.

1.1. Стандартизированную тарифную ставку (С1) на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта «б»), по постоянной схеме электроснабжения на 2020 год предлагается установить в размере 14 215,13 руб. за одно присоединение без НДС, что на 3% выше по отношению к предыдущему периоду регулирования (2019 г.), таблица № 7.1.:

Таблица № 7.1.

Мероприятие	С1.1., С1.2. (расчет произведен без "льготной" категории потребителей)	Количество технологических присоединений			Максимальная мощность энергопринимающих устройств			2019 год (постановление департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области от 18.12.2018 №18/569)	2020 год	Рост, % (по отношению к 2019 году)	Отклонение (предложение ДГРЦ и ТКО на 2020 год от расчетной ставки на 2020 год, определенной по МУ), %
		Q (n-4)	Q (n-3)	Q (n-2)	N (n-4)	N (n-3)	N (n-2)	стандартизированная тарифная ставка, руб. за одно присоединение без НДС	предложение ДГРЦ и ТКО		
								стандартизированная тарифная ставка, руб. за одно присоединение без НДС	стандартизированная тарифная ставка, руб. за одно присоединение без НДС		
Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий	9160,808	245	161	14	7226	6076	1522	6106,46	6289,65	103,00%	-31,34%
Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий	11993,415	245	161	14	7226	6076	1522	7694,64	7925,48	103,00%	-33,92%
ИТОГО	21154,22							13801,10	14215,13	103,00%	-32,80%

1.2. Стандартизированную тарифную ставку (С1) на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей, указанных в пунктах 12, 12(1), 13 и 14 Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861, по мероприятиям, указанным в п. 16 (кроме подпункта «б») Методических указаний предлагается установить в размере 12 243,07 руб. за одно присоединение без НДС, что на 3% выше по отношению к предыдущему периоду регулирования (2019 г.), таблица № 7.2.:

Таблица № 7.2.

Мероприятие	С1.1. , С1.2. (расчет произведе н без "льготной " категории потребите лей)	Количество технологических присоединений			Максимальная мощность энергопринимающих устройств			2019 год (постановление департамента государственно го регулирующего цен и тарифов Костромской области от 18.12.2018 №18/569)	2020 год		Рост, % (по отноше нию к 2019 году)	Откло нение (предложе ние ДГРЦ и Т КО на 2020 год от расчетной ставки на 2020 год, определен ной по МУ), %
		Q (n-4)	Q (n-3)	Q (n-2)	N (n-4)	N (n-3)	N (n-2)	стандартизирова нная тарифная ставка, руб. за одно присоединение без НДС	предложение ДГРЦ и Т КО			
									стандартизирова нная тарифная ставка, руб. за одно присоединение без НДС	стандартизирова нная тарифная ставка, руб. за одно присоединение без НДС		
Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий	9160,808	245	161	14	7226	6076	1522	6106,46	6289,65	103,00%	-31,34%	
Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий	9009,151	245	161	14	7226	6076	1522	5780,02	5953,42	103,00%	-33,92%	
ИТОГО	18169,96	x	x	x	x	x	x	11886,48	12243,07	103,00%	-32,62%	

1.3. Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте «б» пункта 16 Методических указаний связанным со строительством объектов электросетевого хозяйства - от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики (далее - мероприятия «последней мили»).

В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» с 1 октября 2017 года в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более чем 150 кВт не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства - от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики.

Таким образом, стандартизированные тарифные ставки на строительство «последней мили» устанавливаются за технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью не более 150 кВт на нулевом уровне.

Расчет стандартизированных тарифных ставок для определения платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью более 150 кВт производится на основании материалов, представленных филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго», так как остальные сетевые организации не заявляли расходы по данному технологическому присоединению, таблица № 7.3.:

Таблица № 7.3.

№ п/п	Объект электросетевого хозяйства	Утвержденные постановлением ДГРЦ и Т КО от 18.12.2018 №18/569 на 2019 год	Расчет по Методическим указаниям	Предложение на 2020 год (исходя из индексации ставок утвержденных на 2019 год на ИЦП 2020 года 7,1%, а также плановых затрат)	Отклонение (относительно ставок, определенных по МУ), %	Рост (ставки 2020 г. к ставкам 2019 г. (утвержденные)), %
		стандартизированная тарифная ставка (руб./км, руб./кВт, шт.)	стандартизированная тарифная ставка (руб./км, руб./кВт, шт.)	стандартизированная тарифная ставка (руб./км, руб./кВт, шт.)		
		более 150 кВт	более 150 кВт	более 150 кВт		
1	Строительство воздушных линий	x	x	x	x	x
1.1.	Строительство воздушных линий 0,4/0,23 кВ	x	x	x	x	x
1.1.1.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением до 25 кв.мм.включительно	1 494 767,27		1 600 895,75	-	107,10%
1.1.2.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 25 до 50 кв. мм включительно	1 496 736,20		1 603 004,47	-	107,10%
1.1.3.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 50 до 75 кв. мм включительно	1 826 116,45	2 519 500,01	1 955 770,72	-22,37%	107,10%
1.1.4.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 75 до 100 кв. мм включительно	1 826 116,45		1 955 770,72	-	107,10%
1.1.5.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 100 до 200 кв. мм включительно	2 104 548,07		2 253 970,98	-	107,10%
1.1.6.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах алюминиевым изолированным проводом сечением до 25 кв.мм. включительно	1 404 366,44		1 504 076,46	-	107,10%
1.2.	Строительство воздушных линий 6/10 кВ	x	x	x	x	x
1.2.1.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 25 до 50 кв. мм включительно	1 989 949,48	6 194 986,21	2 131 235,89	-65,60%	107,10%
1.2.2.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 50 до 75 кв. мм включительно	2 109 630,25	7 479 282,33	2 259 414,00	-69,79%	107,10%
1.2.3.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 75 до 100 кв. мм включительно	2 174 791,40	24 671 183,30	2 329 201,59	-90,56%	107,10%

1.2.4.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 100 до 200 кв. мм включительно	2 397 640,65		2 567 873,14	-	107,10%
1.2.5.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением свыше 200 кв.мм.	2 544 364,62		2 725 014,51	-	107,10%
2.	Строительство кабельных линий	x	x	x	x	x
2.1.	Строительство кабельных линий 0,4 кВ	x	x	x	x	x
2.1.1.	Строительство кабельных линий 0,4 кВ открытым способом	x	x	x	x	x
2.1.1.1.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением до 25 кв. мм включительно	1 531 879,78	7 293 942,70	1 640 643,24	-77,51%	107,10%
2.1.1.2.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно	1 587 919,47		1 700 661,75	-	107,10%
2.1.1.3.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно	1 618 459,37		1 733 369,99	-	107,10%
2.1.1.4.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно	1 750 834,71		1 875 143,97	-	107,10%
2.1.1.5.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно	2 011 621,19		2 154 446,29	-	107,10%
2.1.1.6.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением свыше 200 кв. мм включительно	2 575 068,44		2 757 898,30	-	107,10%
2.1.1.7.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением до 25 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	2 604 195,61		2 789 093,50	-	107,10%
2.1.1.8.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	2 699 463,10		2 891 124,98	-	107,10%
2.1.1.9.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	2 751 380,93		2 946 728,98	-	107,10%

2.1.1.10.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	2 976 419,01		3 187 744,76	-	107,10%
2.1.1.11.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	3 231 380,03	4 818 098,28	3 460 808,01	-28,17%	107,10%
2.1.1.12.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением свыше 200 кв. мм (два кабеля в траншее)	4 763 745,35	5 710 141,20	5 101 971,27	-10,65%	107,10%
2.1.2.	Строительство кабельных линий 0,4 кВ (ГНБ)	x	x	x	x	x
2.1.2.1.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением до 25 кв. мм включительно	5 936 325,34		6 357 804,44	-	107,10%
2.1.2.2.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно	6 078 710,89		6 510 299,36	-	107,10%
2.1.2.3.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно	6 116 905,26		6 551 205,53	-	107,10%
2.1.2.4.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно	6 237 125,38		6 679 961,28	-	107,10%
2.1.2.5.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно	6 403 044,63		6 857 660,80	-	107,10%
2.1.2.6.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением свыше 200 кв. мм	6 991 406,78		7 487 796,66	-	107,10%
2.1.2.7.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением до 25 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	7 123 590,41		7 629 365,33	-	107,10%

2.1.2.8.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	7 294 453,08		7 812 359,25	-	107,10%
2.1.2.9.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	7 340 286,31		7 861 446,64	-	107,10%
2.1.2.10.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	7 484 550,46		8 015 953,54	-	107,10%
2.1.2.11.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	7 200 344,75	6 607 483,98	7 711 569,23	16,71%	107,10%
2.1.2.12.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением свыше 200 кв. мм (два кабеля в траншее)	8 395 385,40	6 697 496,31	8 991 457,76	34,25%	107,10%
2.2.	Строительство кабельных линий 6/10 кВ	x	x	x	x	x
2.2.1.	Строительство кабельных линий 6/10 кВ открытым способом	x	x	x	x	x
2.2.1.1.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно	2 911 560,36		3 118 281,15	-	107,10%
2.2.1.2.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно	2 970 215,16		3 181 100,44	-	107,10%
2.2.1.3.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно	3 042 421,99	3 834 827,47	3 258 433,95	-15,03%	107,10%
2.2.1.4.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно	3 821 465,98	3 668 595,86	4 092 790,06	11,56%	107,10%
2.2.1.5.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением свыше 200 кв. мм	4 358 897,56	3 968 877,07	4 668 379,29	17,62%	107,10%

2.2.1.6.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	4 949 652,63		5 301 077,97	-	107,10%
2.2.1.7.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	5 049 365,76		5 407 870,73	-	107,10%
2.2.1.8.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	5 172 117,39		5 539 337,72	-	107,10%
2.2.1.9.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	6 496 492,16		6 957 743,10	-	107,10%
2.2.1.10.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением свыше 200 кв. мм (два кабеля в траншее)	7 410 125,83		7 936 244,76	-	107,10%
2.2.2.	Строительство кабельных линий 6/10 кВ (ГНБ)	x	x	x	x	x
2.2.2.1.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно	6 847 045,40		7 333 185,62	-	107,10%
2.2.2.2.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно	6 914 313,68		7 405 229,95	-	107,10%
2.2.2.3.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно	7 267 251,18		7 783 226,01	-	107,10%
2.2.2.4.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно	7 924 044,78		8 486 651,96	-	107,10%
2.2.2.5.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением свыше 200 кв. мм включительно	8 796 695,06		9 421 260,41	-	107,10%
2.2.2.6.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	8 216 454,47		8 799 822,74	-	107,10%

2.2.2.7.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	8 297 176,42		8 886 275,95	-	107,10%
2.2.2.8.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	8 720 701,41		9 339 871,21	-	107,10%
2.2.2.9.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	9 508 853,74		10 183 982,36	-	107,10%
2.2.2.10.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением свыше 200 кв. мм (два кабеля в траншее)	10 556 034,08		11 305 512,50	-	107,10%
3.	Строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов)	x	x	x	x	x
3.3.	Строительство распределительного пункта номинальным током от 250 до 500 А включительно	2 453 049,44	2 686 539,84	2 627 215,95	-2,21%	107,10%
3.4.	Строительство распределительного пункта номинальным током от 500 до 1000 А включительно	17 933 444,19		19 206 718,73	-	107,10%
3.5.	Реклоузер (6/10 кВ)			1 740 391,47	-	-
4.	Строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ	x	x	x	x	x
4.1.	Строительство столбовой трансформаторной подстанции мощностью до 25 кВА включительно	36 230,37		38 802,73	-	107,10%
4.2.	Строительство столбовой трансформаторной подстанции мощностью от 25 до 100 включительно	9 658,71		10 344,48	-	107,10%
4.3.	Строительство комплектной однострансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 25 до 100 кВА включительно	6 158,39		6 595,64	-	107,10%
4.4.	Строительство комплектной однострансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 100 до 250 кВА включительно	3 912,51	4 839,67	4 190,30	-13,42%	107,10%
4.5.	Строительство комплектной однострансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 250 до 500 кВА включительно	2 750,63		2 945,92	-	107,10%

4.6.	Строительство комплектной однотрансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 500 до 900 кВА включительно	2 352,73	3 562,37	2 519,77	-29,27%	107,10%
4.7.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 25 до 100 кВА включительно	17 799,97		19 063,77	-	107,10%
4.8.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 100 до 250 кВА включительно	7 960,60		8 525,80	-	107,10%
4.9.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 250 до 500 кВА включительно	8 476,65		9 078,49	-	107,10%
4.10.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 500 до 900 кВА включительно	7 538,76	28 471,36	8 074,01	-71,64%	107,10%
4.11.	Строительство комплектной однотрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 100 до 250 кВА включительно	13 336,15		14 283,02	-	107,10%
4.12.	Строительство комплектной однотрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 250 до 500 кВА включительно	8 953,53		9 589,23	-	107,10%
4.13.	Строительство комплектной однотрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 500 до 900 кВА включительно	7 514,27		8 047,78	-	107,10%
4.14.	Строительство комплектной однотрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью свыше 1000 кВА включительно	5 240,59		5 612,67	-	107,10%
4.15.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 100 до 250 кВА включительно	14 760,34		15 808,32	-	107,10%
4.16.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 250 до 500 кВА включительно	10 017,58		10 728,83	-	107,10%
4.17.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 500 до 900 кВА включительно	10 172,01		10 894,22	-	107,10%
4.18.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью свыше 1000 кВА включительно	7 210,90	14 284,73	7 722,87	-45,94%	107,10%

4.19.	Строительство блочной однострансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 100 до 250 кВА включительно	36 086,07		38 648,18	-	107,10%
4.20.	Строительство блочной однострансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 250 до 500 кВА включительно	24 742,67		26 499,40	-	107,10%
4.21.	Строительство блочной однострансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 500 до 900 кВА включительно	17 114,96		18 330,12	-	107,10%
4.22.	Строительство блочной однострансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью свыше 1000 кВА	11 678,79		12 507,98	-	107,10%
4.23.	Строительство блочной двухтрансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 100 до 250 кВА включительно	21 286,07		22 797,38	-	107,10%
4.24.	Строительство блочной двухтрансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 250 до 500 кВА включительно	14 664,48	20 231,27	15 705,66	-22,37%	107,10%
4.25.	Строительство блочной двухтрансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 500 до 900 кВА включительно	12 235,51	40 384,09	13 104,23	-67,55%	107,10%
4.26.	Строительство блочной двухтрансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью свыше 1000 кВА включительно	8 503,82		9 107,59	-	107,10%
5.	Строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ	x	x	x	x	x
5.1.	Строительство двухтрансформаторной распределительной трансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 250 до 500 кВА включительно	34 488,06		36 936,71	-	107,10%
5.1.	Строительство двухтрансформаторной распределительной трансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 500 до 900 кВА включительно	22 723,53		24 336,90	-	107,10%
5.1.	Строительство двухтрансформаторной распределительной трансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью свыше 1000 кВА	14 931,34		15 991,47	-	107,10%

5.1.	Строительство двухтрансформаторной распределительной трансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 250 до 500 кВА включительно	37 746,72		40 426,74	-	107,10%
5.1.	Строительство двухтрансформаторной распределительной трансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 500 до 900 кВА включительно	24 836,73		26 600,14	-	107,10%
5.1.	Строительство двухтрансформаторной распределительной трансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью свыше 1000 кВА	16 449,03		17 616,91	-	107,10%

Филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» заявлены затраты на строительство реклоузера в размере 1 870,562 тыс. рублей.

Затраты на строительство реклоузера снижены по следующим позициям:

1) В соответствии с п.2.7 МДС 81-40.2006 в случае, если монтажные и пусконаладочные работы по какому-либо оборудованию выполняются одним и тем же звеном (бригадой), расценки на пусконаладочные работы по такому оборудованию следует принимать с коэффициентом 0,8.

В соответствии с данной нормой к пуско-наладочным работам применен понижающий коэффициент 0,8.

2) Удорожание работ в зимнее время принято в размере 1,45 % вместо 3,2 %. Норма зимнего удорожания применена по воздушной линии, так как работы при строительстве реклоузера аналогичны строительству воздушных линий электропередач. Кроме этого снижена доля зимнего периода за год выполнения работ.

3) Исключены затраты на содержания службы заказчика-застройщика (2,95 %) в полном объеме.

4) Исключены затраты на непредвиденные расходы (3%) в полном объеме.

В результате предлагается установить стандартизированную тарифную ставку на строительство реклоузера в размере 1 740 391,47 рублей/шт. вместо 1 870 561,85 рублей/шт. Снижение составило 130 170,38 рублей.

Таким образом, предлагается утвердить стандартизированные тарифные ставки на основании ставок утвержденных постановлением ДГРЦ и Т КО от 18.12.2018 № 18/569 «Об утверждении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности на уровне напряжения ниже 35 кВ и максимальной мощности менее 8900 кВт и формул для определения размера платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям сетевых организаций на территории Костромской области на 2019 год» с учетом индекса роста в размере 7,1 %, также предлагается установить стандартизированную тарифную ставку на строительство реклоузера на основании плановых затрат.

В случае строительства кабельной линии открытым способом в несколько линий в одной траншее к утвержденной ставке на строительство кабельной линии в одноцепном исполнении (в случае отсутствия утвержденной ставки в двухцепном исполнении) или в двухцепном исполнении (при ее наличии) применяется коэффициент 1,70 необходимое количество раз в зависимости от количества дополнительно прокладываемых нитей кабеля в траншее, также в случае строительства кабельной линии способом горизонтального направленного бурения в несколько линий в одном футляре к утвержденной ставке на строительство кабельной линии в одноцепном исполнении (в случае отсутствия утвержденной ставки в двухцепном исполнении) или в двухцепном исполнении (при ее наличии) применяется коэффициент 1,20 необходимое количество раз в зависимости от количества дополнительно прокладываемых нитей кабеля в футляре.

2. Ставки за единицу максимальной мощности.

2.1. Ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт) для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт на осуществление мероприятий, предусмотренных пунктом 16 (за исключением подпункта «б») Методических указаний.

Ставку С1 (max N) по постоянной схеме электроснабжения предлагается установить в размере 477,00 руб./кВт без НДС, что на 3 % выше по отношению к предыдущему периоду регулирования 2019 году, таблица № 7.4.:

Таблица № 7.4.

Мероприятие	Расчетная ставка за единицу максимальной мощности руб./кВт (расчет произведен без "льготной" категории потребителей)	2019 год (постановление департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области от 18.12.2018 №18/569)		2020 год		Рост, % (по отношению к 2019 году)		Отклонение (предложение ДГРЦ и Т КО на 2020 год от расчетной ставки на 2020 год, определенной по МУ), %	
		стандартизированная тарифная ставка, руб. за одно присоединение без НДС	ставка за единицу максимальной мощности, руб./кВт без НДС	стандартизированная тарифная ставка, руб. за одно присоединение без НДС	ставка за единицу максимальной мощности, руб./кВт без НДС				
						предложение ДГРЦ и Т КО	предложение ДГРЦ и Т КО		
Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий	259,54	6106,46	204,63	6289,65	210,76	103,00%	103,00%	-31,34%	-18,79%
Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий	339,79	7694,64	258,49	7925,48	266,24	103,00%	103,00%	-33,92%	-21,64%
ИТОГО	599,33	13801,10	463,12	14215,13	477,00	103,00%	103,00%	-32,80%	-20,41%

2.2. Ставку С1 (maxN) на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей, указанных в пунктах 12, 12(1), 13 и 14 Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861, по мероприятиям, указанным в п. 16 (кроме подпункта «б») Методических указаний предлагается установить в размере 410,76 руб./кВт без НДС, что на 3 % выше по отношению к предыдущему периоду регулирования (2019 г.), таблица № 7.5.:

Таблица № 7.5.

Мероприятие	Расчетная ставка за единицу максимальной мощности руб./кВт (расчет произведен без "льготной" категории потребителей)	2019 год (постановление департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области от 18.12.2018 №18/569)		2020 год		Рост, % (по отношению к 2019 году)		Отклонение (предложение ДГРЦ и Т КО на 2020 год от расчетной ставки на 2020 год, определенной по МУ), %	
		стандартизированная тарифная ставка, руб. за одно присоединение без НДС	ставка за единицу максимальной мощности, руб./кВт без НДС	стандартизированная тарифная ставка, руб. за одно присоединение без НДС	ставка за единицу максимальной мощности, руб./кВт без НДС				
						стандартизированная тарифная ставка, руб. за одно присоединение без НДС	ставка за единицу максимальной мощности, руб./кВт без НДС	стандартизированная тарифная ставка, руб. за одно присоединение без НДС	ставка за единицу максимальной мощности, руб./кВт без НДС
Подготовка и выдача сетевой организацией технических условий	259,54	6106,46	204,63	6289,65	210,76	103,00%	103,00%	-31,34%	-18,79%
Проверка сетевой организацией выполнения Заявителем технических условий	255,24	5780,02	194,17	5953,42	200,00	103,00%	103,00%	-33,92%	-21,64%
ИТОГО	514,78	11886,48	398,80	12243,07	410,76	103,00%	103,00%	-32,62%	-20,21%

2.3. Ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт) для определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям на уровне напряжения ниже 35 кВ и мощности менее 8 900 кВт на осуществление мероприятий по строительству «последней мили».

Ставки на строительство воздушной и кабельной линии электропередачи предлагается установить на основании фактических затрат филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго» и с учетом индекса ИЦП-7,1 % к предыдущему периоду регулирования 2019 г., при этом ставки за единицу максимальной мощности на осуществление мероприятий по строительству трансформаторных подстанций (ТП), а также по строительству распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ устанавливаются на уровне стандартизированных тарифных ставок (С5, С6, С7), таблица № 7.6.:

Таблица № 7.6.

№ п/п	Объект электросетевого хозяйства	Утвержденные постановлением ДГРЦ и Т КО от 18.12.2018 №18/569 на 2019 год	Расчет по Методическим указаниям	Предложение на 2020 год (исходя из индексации ставок утвержденных на 2019 год на ИЦП 2020 года 7,1%, а также фактических затрат)	Отклонение (относительно ставок, определенных по МУ), %	Рост (ставки 2020 г. к ставкам 2019 г.(утвержденные)), %
		ставка за единицу максимальной мощности (руб./кВт, шт.)	ставка за единицу максимальной мощности (руб./кВт, шт.)	ставка за единицу максимальной мощности (руб./кВт, шт.)		
		более 150 кВт	более 150 кВт	более 150 кВт		
1	2	3	4	5	6	7
1	Строительство воздушных линий	x	x	x	x	x
1.1.	Строительство воздушных линий 0,4/0,23 кВ	x	x	x	x	x
1.1.1.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением до 25 кв.мм.включительно				-	-
1.1.2.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 25 до 50 кв. мм включительно				-	-
1.1.3.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 50 до 75 кв. мм включительно		4 106,79	4 106,79	0,00%	-
1.1.4.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 75 до 100 кв. мм включительно				-	-
1.1.5.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 100 до 200 кв. мм включительно	1 412,57		1 512,86	-	107,10%
1.1.6.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах алюминиевым изолированным проводом сечением до 25 кв.мм. включительно				-	-
1.2.	Строительство воздушных линий 6/10 кВ	x	x	x	x	x
1.2.1.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 25 до 50 кв. мм включительно	7 797,71	7 912,68	8 351,35	5,54%	107,10%
1.2.2.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 50 до 75 кв. мм включительно	1 138,35	1 064,09	1 219,17	14,57%	107,10%
1.2.3.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 75 до 100 кв. мм включительно		1 596,37	1 596,37	0,00%	-

1.2.4.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением от 100 до 200 кв. мм включительно				-	-
1.2.5.	Строительство воздушных линий на железобетонных опорах сталеалюминиевым изолированным проводом сечением свыше 200 кв.мм.				-	-
2.	Строительство кабельных линий	x	x	x	x	x
2.1.	Строительство кабельных линий 0,4 кВ	x	x	x	x	x
2.1.1.	Строительство кабельных линий 0,4 кВ открытым способом	x	x	x	x	x
2.1.1.1.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением до 25 кв. мм включительно		4 384,65	4 384,65	0,00%	-
2.1.1.2.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно				-	-
2.1.1.3.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно				-	-
2.1.1.4.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно				-	-
2.1.1.5.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно	6 150,44		6 587,12	-	107,10%
2.1.1.6.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением свыше 200 кв. мм включительно				-	-
2.1.1.7.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением до 25 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.1.1.8.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.1.1.9.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.1.1.10.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.1.1.11.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	1 207,54	1 343,65	1 293,28	-3,75%	107,10%

2.1.1.12.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением свыше 200 кв. мм (два кабеля в траншее)	1 363,71	2 675,56	1 460,53	-45,41%	107,10%
2.1.2.	Строительство кабельных линий 0,4 кВ (ГНБ)	x	x	x	x	x
2.1.2.1.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением до 25 кв. мм включительно				-	-
2.1.2.2.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно				-	-
2.1.2.3.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно				-	-
2.1.2.4.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно				-	-
2.1.2.5.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно	9 199,79		9 852,98	-	107,10%
2.1.2.6.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением свыше 200 кв. мм				-	-
2.1.2.7.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением до 25 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.1.2.8.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.1.2.9.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.1.2.10.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-

2.1.2.11.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	4 618,43	10 076,41	4 946,34	-50,91%	107,10%
2.1.2.12.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с резиновой и пластмассовой изоляцией сечением свыше 200 кв. мм (два кабеля в траншее)		1 300,10	1 300,10	0,00%	-
2.2.	Строительство кабельных линий 6/10 кВ	x	x	x	x	x
2.2.1.	Строительство кабельных линий 6/10 кВ открытым способом	x	x	x	x	x
2.2.1.1.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно				-	-
2.2.1.2.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно	3 773,93		4 041,88	-	107,10%
2.2.1.3.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно	8 646,53	9 469,74	9 260,43	-2,21%	107,10%
2.2.1.4.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно	3 608,21	3 951,65	3 864,39	-2,21%	107,10%
2.2.1.5.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением свыше 200 кв. мм	2 820,88	2 490,28	3 021,16	21,32%	107,10%
2.2.1.6.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.2.1.7.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.2.1.8.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.2.1.9.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)	4 158,05		4 453,27	-	107,10%
2.2.1.10.	Строительство многожильных кабельных линий в траншеях с бумажной изоляцией сечением свыше 200 кв. мм (два кабеля в траншее)	2 867,74		3 071,35	-	107,10%
2.2.2.	Строительство кабельных линий 6/10 кВ (ГНБ)	x	x	x	x	x

2.2.2.1.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно				-	-
2.2.2.2.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно				-	-
2.2.2.3.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно				-	-
2.2.2.4.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно				-	-
2.2.2.5.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением свыше 200 кв. мм включительно				-	-
2.2.2.6.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 25 до 50 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.2.2.7.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 50 до 75 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.2.2.8.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 75 до 100 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.2.2.9.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением от 100 до 200 кв. мм включительно (два кабеля в траншее)				-	-
2.2.2.10.	Строительство многожильных кабельных линий методом горизонтально-направленного бурения с бумажной изоляцией сечением свыше 200 кв. мм (два кабеля в траншее)				-	-
3.	Строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов)	x	x	x	x	x
3.3.	Строительство распределительного пункта номинальным током от 250 до 500 А включительно	9 398,66	10 293,26	10 065,96	-2,21%	107,10%
3.4.	Строительство распределительного пункта номинальным током от 500 до 1000 А включительно	1 666,37		1 784,68	-	107,10%
3.5.	Реклоузер (6/10 кВ)				-	-
4.	Строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ	x	x	x	x	x

4.1.	Строительство столбовой трансформаторной подстанции мощностью до 25 кВА включительно	36 230,37		38 802,73	-	107,10%
4.2.	Строительство столбовой трансформаторной подстанции мощностью от 25 до 100 включительно	9 658,71		10 344,48	-	107,10%
4.3.	Строительство комплектной однотрансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 25 до 100 кВА включительно	6 158,39		6 595,64	-	107,10%
4.4.	Строительство комплектной однотрансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 100 до 250 кВА включительно	3 912,51	4 839,67	4 190,30	-13,42%	107,10%
4.5.	Строительство комплектной однотрансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 250 до 500 кВА включительно	2 750,63		2 945,92	-	107,10%
4.6.	Строительство комплектной однотрансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 500 до 900 кВА включительно	2 352,73	3 562,37	2 519,77	-29,27%	107,10%
4.7.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 25 до 100 кВА включительно	17 799,97		19 063,77	-	107,10%
4.8.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 100 до 250 кВА включительно	7 960,60		8 525,80	-	107,10%
4.9.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 250 до 500 кВА включительно	8 476,65		9 078,49	-	107,10%
4.10.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в металлической оболочке мощностью от 500 до 900 кВА включительно	7 538,76	28 471,36	8 074,01	-71,64%	107,10%
4.11.	Строительство комплектной однотрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 100 до 250 кВА включительно	13 336,15		14 283,02	-	107,10%
4.12.	Строительство комплектной однотрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 250 до 500 кВА включительно	8 953,53		9 589,23	-	107,10%
4.13.	Строительство комплектной однотрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 500 до 900 кВА включительно	7 514,27		8 047,78	-	107,10%
4.14.	Строительство комплектной однотрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью свыше 1000 кВА включительно	5 240,59		5 612,67	-	107,10%
4.15.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 100 до 250 кВА включительно	14 760,34		15 808,32	-	107,10%

4.16.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 250 до 500 кВА включительно	10 017,58		10 728,83	-	107,10%
4.17.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 500 до 900 кВА включительно	10 172,01		10 894,22	-	107,10%
4.18.	Строительство комплектной двухтрансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью свыше 1000 кВА включительно	7 210,90	14 284,73	7 722,87	-45,94%	107,10%
4.19.	Строительство блочной одностранформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 100 до 250 кВА включительно	36 086,07		38 648,18	-	107,10%
4.20.	Строительство блочной одностранформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 250 до 500 кВА включительно	24 742,67		26 499,40	-	107,10%
4.21.	Строительство блочной одностранформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 500 до 900 кВА включительно	17 114,96		18 330,12	-	107,10%
4.22.	Строительство блочной одностранформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью свыше 1000 кВА	11 678,79		12 507,98	-	107,10%
4.23.	Строительство блочной двухтрансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 100 до 250 кВА включительно	21 286,07		22 797,38	-	107,10%
4.24.	Строительство блочной двухтрансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 250 до 500 кВА включительно	14 664,48	20 231,27	15 705,66	-22,37%	107,10%
4.25.	Строительство блочной двухтрансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 500 до 900 кВА включительно	12 235,51	40 384,09	13 104,23	-67,55%	107,10%
4.26.	Строительство блочной двухтрансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью свыше 1000 кВА включительно	8 503,82		9 107,59	-	107,10%
5.	Строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ	x	x	x	x	x
5.1.	Строительство двухтрансформаторной распределительной трансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 250 до 500 кВА включительно	34 488,06		36 936,71	-	107,10%
5.1.	Строительство двухтрансформаторной распределительной трансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью от 500 до 900 кВА включительно	22 723,53		24 336,90	-	107,10%
5.1.	Строительство двухтрансформаторной распределительной трансформаторной подстанции в оболочке из сэндвич-панелей мощностью свыше 1000 кВА	14 931,34		15 991,47	-	107,10%

5.1.	Строительство двухтрансформаторной распределительной трансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 250 до 500 кВА включительно	37 746,72		40 426,74	-	107,10%
5.1.	Строительство двухтрансформаторной распределительной трансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью от 500 до 900 кВА включительно	24 836,73		26 600,14	-	107,10%
5.1.	Строительство двухтрансформаторной распределительной трансформаторной подстанции в бетонной оболочке мощностью свыше 1000 кВА	16 449,03		17 616,91	-	107,10%

В случае строительства кабельной линии открытым способом в несколько линий к утвержденной ставке на строительство кабельной линии в одноцепном исполнении (в случае отсутствия утвержденной ставки в двухцепном исполнении) или в двухцепном исполнении (при ее наличии) применяется коэффициент 1,45 необходимое количество раз в зависимости от количества дополнительно прокладываемых нитей кабеля в траншее.

3. Размер платы и выпадающих доходов от «льготного» технологического присоединения, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям сетевых организаций на территории Костромской области на 2020 год.

1. Плата для заявителя, подавшего заявку в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), составляет 550 рублей с НДС (для физических лиц) и 458,33 рублей без НДС (для юридических лиц или индивидуальных предпринимателей), при присоединении объектов, отнесенных к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения), при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимого заявителю уровня напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности.

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

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

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

5. Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств религиозных организаций составляет 458,33 рублей без НДС при условии присоединения

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

Плановые выпадающие доходы от «льготного» технологического присоединения заявлены: ОАО «РЖД», ООО «Энергосервис», филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго» и составляют:

– плановые выпадающие доходы на 2020 год, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям ООО «Энергосервис» на территории Костромской области, в размере 165,05 тыс. рублей без НДС;

– плановые выпадающие доходы на 2020 год, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в состав платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям ОАО «РЖД» на территории Костромской области, в размере 34,28 тыс. рублей без НДС;

– плановые выпадающие доходы на 2020 год, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в состав платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» на территории Костромской области, в размере 158 236,76 тыс. рублей без НДС, в том числе на выполнение организационно-технических мероприятий - 46 603,98 тыс. рублей без НДС и на строительство объектов электросетевого хозяйства - от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики – 111 632,78 тыс. рублей без НДС;

– плановые выпадающие доходы на 2020 год, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» на территории Костромской области, в размере 135 707,87 тыс. рублей без НДС.

Особое мнение члена Правления-представителя Ассоциации «НП Совет рынка» в коллегиальном органе ДГРЦ и Т КО (вх. № О-2625 от 19.12.2019):

«В связи с проведением заседания правления Департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области 19.12.2019 г. на основании представленных материалов по вопросу «Об утверждении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности на уровне напряжения ниже 35 кВ и максимальной мощности менее 8 900 кВт и формул для определения размера платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям сетевых организаций на территории Костромской области на 2020 год» голосую «против», так как:

- проектом постановления предложены к установлению стандартизированные тарифные ставки С1:

- С1 (12 243,07 руб.) для групп заявителей, указанных в пунктах 12, 12(1), 13 и 14 Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861,

- С1 (14 215,13 руб.) для заявителей, за исключением указанных выше групп, что противоречит п. 21 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденных приказом ФАС России от 29.08.2017 N 1135/17 (далее – Методические указания), которыми предусмотрено деление стандартизированной ставки С1 за технологическое присоединение только по временной схеме электроснабжения и постоянной схеме электроснабжения;

- для расчета ставок С4 на «Строительство реклоузера» приняты не фактически сложившиеся затраты на строительство реклоузера, а сметные расчеты затрат, что не соответствует п. 11 Методических указаний. Кроме того, сметные расчеты затрат превышают уровень укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденных приказом Министерства энергетики РФ от 17.01.2019 №10;

- предложено проектом постановления применение коэффициентов 1,7; 1,45 и 1,2 в случае прокладки более одного кабеля в траншее и способом горизонтального направленного бурения в несколько линий соответственно, при отсутствии в экспертном заключении обоснования по применению указанных коэффициентов и ссылкой на соответствующий пункт Методических указаний;

- в соответствии с п. 27 и 32 Методических указаний стандартизированные тарифные ставки и ставки за единицу максимальной мощности рассчитываются отдельно для случаев технологического присоединения на территории городских населенных пунктов и территорий, не относящихся к территориям городских населенных пунктов, проектом постановления не предусмотрена дифференциация по территориальному расположению».

Все члены Правления, принимавшие участие в рассмотрении вопроса № 7 Повестки и присутствовавшие на заседании Правления ДГРЦ и Т КО, предложение консультанта отдела регулирования в электроэнергетике и газе Смирновой Э.С. поддержали единогласно.

Смирнов А.Н. – Принять предложение эксперта.

РЕШИЛИ:

1. Утвердить для расчета платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям сетевых организаций на территории Костромской области на 2020 год:

- стандартизированные тарифные ставки в соответствии с таблицами №№ 7.1.-7.3. настоящего протокола;

- ставки за единицу максимальной мощности (руб./кВт) в соответствии с таблицами №№ 7.4.-7.6. настоящего протокола;

- формулы платы за технологическое присоединение.

2. Утвердить плату за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к распределительным электрическим сетям сетевых организаций на территории Костромской области на 2020 год;

3. Утвердить плановые выпадающие доходы на 2020 год, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям ООО «Энергосервис» на территории Костромской области, в размере 165,05 тыс. рублей без НДС.

4. Утвердить плановые выпадающие доходы на 2020 год, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом мощности ранее присоединенных в данной

точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в состав платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям ОАО «РЖД» на территории Костромской области, в размере 34,28 тыс. рублей без НДС.

5. Утвердить плановые выпадающие доходы на 2020 год, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом мощности ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), не включаемые в состав платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» на территории Костромской области, в размере 158 236,76 тыс. рублей без НДС, в том числе на выполнение организационно-технических мероприятий - 46 603,98 тыс. рублей без НДС и на строительство объектов электросетевого хозяйства - от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики – 111 632,78 тыс. рублей без НДС.

6. Утвердить плановые выпадающие доходы на 2020 год, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» на территории Костромской области, в размере 135 707,87 тыс. рублей без НДС.

7. Признать утратившими силу:

1) постановление ДГРЦ и Т КО от 18 декабря 2018 года № 18/569 «Об утверждении стандартизированных тарифных ставок, ставок за единицу максимальной мощности на уровне напряжения ниже 35 кВ и максимальной мощности менее 8 900 кВт и формул для определения размера платы за технологическое присоединение к распределительным электрическим сетям сетевых организаций на территории Костромской области на 2019 год»;

2) постановление ДГРЦ и Т КО от 1 февраля 2019 года № 19/22 «О внесении изменений в постановление департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области от 18.12.2018 № 18/569».

8. Постановление подлежит официальному опубликованию и вступает в силу с 1 января 2020 года.

9. Утвержденные стандартизированные тарифные ставки и ставки за единицу максимальной мощности, а также плата за технологическое присоединение являются фиксированными занижение или завышение данных ставок и платы ведет к нарушению порядка ценообразования.

Голосовали за данное решение:

№ п/п	Члены Правления	Результаты голосования	Решение Правления
Департамент государственного регулирования цен и тарифов Костромской области			Голосование: за – 5 чел. против – 1 чел. воздержался – 0 чел. Решение: принято
1.	Смирнов А.Н.	за	
2.	Якимова Л.А.	за	
3.	Маракулина И.А.	за	
4.	Мокина Т.А.	за	
5.	Северюхин П.В.	за	
Представитель Ассоциации «НП Совет рынка» в коллегиальном органе ДГРЦ и Т КО			
6.	Соков Д.Е.	против	
Управление Федеральной антимонопольной службы по Костромской области			
7.	Макарова Ю.А.	не голосовала	

Секретарь Правления
19 декабря 2019 г. в 10-00



Северюхин П.В.