

Управление по государственному регулированию цен (тарифов)
Ненецкого автономного округа

ПРОТОКОЛ

Заседания комиссии по государственному регулированию цен (тарифов)
Ненецкого автономного округа

от 24 декабря 2020 года № 15

г. Нарьян-Мар, ул. Ненецкая, д. 20

ПРЕДСЕДАТЕЛЬСТВОВАЛ

Начальник
Управления по государственному
регулированию цен (тарифов) НАО

С.А. Андриянов

СЕКРЕТАРЬ

Начальник отдела регулирования
производственно-технической сферы и
государственного контроля (надзора)
Управления по государственному
регулированию цен (тарифов) НАО

А.В. Дудакалов

ЧЛЕНЫ КОМИССИИ:

Л.А. Волынец
Е.Н. Лахно
Е.А. Кравцова
Л.В. Тихомирова
Е.И. Муравьева

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

главный консультант отдела регулирования
энергетики и организаций коммунального комплекса

И.Е. Холодов

Заместитель генерального директора по финансам
МП ЗР «Севержилкомсервис»
Главный экономист – начальник ПЭО
МП ЗР «Севержилкомсервис»

С.Г. Неверова

Т.Г. Овчинникова

Начальник отдела ценообразования
и экспертизы ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Ж.В. Лейс

ведущий экономист газового хозяйства
ГУ НАО «Ненецкая коммунальная компания»
Начальник аварийно-диспетчерской службы
ГУ НАО «Ненецкая коммунальная компания»
Инженер ГУ НАО «Ненецкая коммунальная компания»

Н.Г. Черемисина

В.И. Шип

М.А. Дубровских

Дата заседания комиссии: 24.12.2020

Начало работы комиссии: 10 часов 00 минут.

Место проведения: Управление по государственному регулированию цен (тарифов) Ненецкого автономного округа, г. Нарьян-Мар, ул. Ненецкая, д. 20

ПОВЕСТКА:

1. О корректировке тарифов на электрическую энергию (мощность), вырабатываемую дизельными электростанциями, для потребителей муниципального предприятия Заполярного района «Севержилкомсервис» на 2021 год долгосрочного периода регулирования 2020-2024 годов.

2. О корректировке тарифов на электрическую энергию, поставляемую потребителям обществом с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» на территории Ненецкого автономного округа, на 2021 год долгосрочного периода регулирования 2020-2024 годов.

3. Об установлении стандартизированных тарифных ставок, определяющих величину платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям государственного унитарного предприятия Ненецкого автономного округа «Ненецкая коммунальная компания», на 2021 год.

4. Об установлении платы за подключение за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения для потребителей, подключаемая тепловая нагрузка объекта капитального строительства которых не превышает 0,1 Гкал/ч.

1. О корректировке тарифов на электрическую энергию (мощность), вырабатываемую дизельными электростанциями, для потребителей муниципального предприятия Заполярного района «Севержилкомсервис» на 2021 год долгосрочного периода регулирования 2020-2024 годов.

(докладчик Холодов И.Е., Тихомирова Л.В.)

На основании заявления муниципального предприятия Заполярного района «Севержилкомсервис» (далее по тексту – МП ЗР «Севержилкомсервис» либо Предприятие) Управлением по государственному регулированию цен (тарифов) Ненецкого автономного округа (далее – УГРЦТ НАО или Управление) проведена корректировка тарифов на электрическую энергию на 2021 год долгосрочного периода регулирования 2020-2024 годов.

Расчет корректировки тарифов выполнен методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

При расчетах применялись показатели прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2024 года (далее – прогноз социально-экономического развития).

Согласно прогнозному балансу электрической энергии (мощности), утвержденному приказом ФАС России от 26 ноября 2020 № 1164/20-ДСП на 2021 год в границах НАО, объем выработки и отпуска электрической энергии МП ЗР «Севержилкомсервис» составит:

тыс. кВтч

| | |
|--|------------|
| Наименование показателя | 2021 год |
| Выработка электроэнергии всего, в т.ч.: | 24 674,80 |
| -собственные нужды | 1 011,848 |
| - потери в сетях | 2 768,4 |
| - потери | 11,7 |
| -полезный отпуск электроэнергии всего, в т.ч.: | 20 894,552 |
| население и приравненные к населению | 11 392,4 |
| прочие | 6 343,004 |

Расходы снижены относительно предложения Предприятия на 21,7 %, необходимая валовая выручка (экономически обоснованные затраты товарного отпуска) на производство, передачу и сбыт электроэнергии определена в размере 835 334,02 тыс. руб.

Корректировка затрат, а также основания, по которым отказано во включении в тарифы отдельных расходов, предложенных Предприятием, приведены ниже:

1) Операционные расходы.

Представленный Предприятием расчет соответствует методу долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, в соответствии с которым были утверждены тарифы на долгосрочный период 2020-2022 годов.

В соответствии с п. 25 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах и на территориях, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, за исключением электрической энергии (мощности), производимой на квалифицированных генерирующих объектах, утвержденных приказом ФАС России от 29.05.2019 № 686/19 (далее – Методические указания), скорректированные операционные (подконтрольные) расходы на 2021 год определяются с применением уточненных значений индекса потребительских цен в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации и индекса эффективности операционных расходов.

При определении скорректированных операционных расходов Управлением учтены:

- индекс потребительских цен на 2021 год - 103,6 % согласно Прогнозу Минэкономразвития;

- индекс эффективности операционных расходов - 1%, утвержден приказом УГРЦТ НАО № 75 от 12.12.2019.

Итого коэффициент индексации операционных расходов на 2021 год составит - 1,02564.

| Показатели | Ед. изм. | Принято Управлением на 2020 год (базовый) | Корректировка на 2021 год |
|--|-----------|---|---------------------------|
| Индекс потребительских цен (ИПЦ) | % | 3,0 | 3,6 |
| индекс эффективности операционных расходов | % | | 1,0 |
| индекс изменения количества активов | % | 0 | 0 |
| коэффициент эластичности затрат по росту активов | | 0,75 | 0,75 |
| итого коэффициент индексации | | | 1,02564 |
| Подконтрольные расходы | тыс. руб. | 246 889,23 | 247 507,15 |

Предлагаем в расчет тарифов на 2021 год принять скорректированные операционные расходы на товарный отпуск с учетом изменения полезного и товарного отпуска электрической энергии и коэффициента индексации операционных расходов в размере 247 507,15 тыс. руб. (без учета операционных расходов на сбыт), с ростом к утвержденным на 2,56%.

2) Неподконтрольные расходы.

| Показатели | Предложение Предприятия на 2021 год | | | Расчет УГРЦГ НАО на 2021 год | | | Тыс.руб. отклонение (+/-), % |
|--|-------------------------------------|---------------|----------------|------------------------------|---------------|----------------|---------------------------------|
| | Производство ЭЭ | Передача ЭЭ | Итого | Производство ЭЭ | Передача ЭЭ | Итого | |
| Оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность | 10 | 0 | 10 | 18 330 | 1 550 | 19 880 | 192 501 |
| Амортизация | 30 079 | 25 862 | 55 941 | 33 463 | 20 825 | 54 288 | -3 |
| Плата за аренду имущества | 17 591 | 0 | 17 591 | 999 | 71 | 1 069 | -94 |
| Налоги, всего, в т.ч.: | 6 643 | 5 244 | 11 887 | 2 001 | 5 341 | 7 343 | -38 |
| <i>земельный налог</i> | 254 | 0 | 254 | 269 | 1 | 270 | 6 |
| <i>транспортный налог</i> | 0 | 0 | 0 | 75 | 6 | 81 | |
| <i>налог на имущество</i> | 1 326 | 5 244 | 6 570 | 1 617 | 5 333 | 6 949 | 6 |
| <i>налог на прибыль</i> | 4 988 | 0 | 4 988 | 0 | 0 | 0 | -100 |
| <i>экологические платежи</i> | 48 | 0 | 48 | 0 | 0 | 0,04 | -100 |
| <i>прочие налоги и сборы</i> | 28 | 0 | 28 | 41 | 1 | 43 | 52 |
| Страховые взносы с фонда оплаты труда | 46 616 | 2 878 | 49 494 | 59 607 | 5 544 | 65 151 | 32 |
| Капитальные вложения из прибыли | 19 950 | 0 | 19 950 | 0 | 0 | 0 | -100 |
| Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам | 27 245 | 2 987 | 30 232 | 15 917 | 1 322 | 17 239 | -43 |
| ИТОГО неподконтрольных расходов | 148 133 | 43 244 | 191 377 | 130 312 | 34 653 | 164 965 | -14 |

- Оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность.

По данной статье учитываются расходы вспомогательных производств Предприятия (ремонтной группы базы и ЖКУ, автотранспорт, тракторо- и водный транспорт), а также расходы на холодную воду, электрическую и тепловую энергию, относимые на вспомогательные производства и общехозяйственные расходы, в доле, относимой на производство и передачу электрической энергии.

Управлением расчет расходов на вспомогательные производства и общехозяйственные расходы на 2021 год выполнен с учетом анализа фактических расходов Предприятия за 2019 год и ожидаемых показателей на 2020 год.

Распределение вспомогательных производств выполнено пропорционально отработанным часам на линии. Распределение общепроизводственных расходов по базе выполнено пропорционально оплате труда. Распределение общепроизводственных расходов ЖКУ пропорционально сумме прямых затрат. Распределение выполнено в соответствии с Учетной политикой Предприятия.

- Амортизация.

В соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 (далее – Основы ценообразования), расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов для расчета регулируемых цен (тарифов) определяются в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

При расчете экономически обоснованного размера амортизации на плановый период регулирования срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяется регулирующими органами в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

В результате проведенного анализа представленных документов УГРЦТ НАО сумма амортизационных отчислений принята по видам деятельности производство, передача электрической энергии (с учетом амортизационных отчислений по вспомогательным производствам, общехозяйственным расходам, относимых в доле на данные виды деятельности), в размере 54 288 тыс. руб.

- Плата за аренду имущества.

Предприятием предложена плата по аренде земельных участков в размере 17 590,95 тыс. руб.

В обоснование представлены договоры аренды земельных участков и фактические расходы на арендную плату за 2019 год.

В результате проведенных корректировок, расходы по аренде земли приняты на производство и передачу электрической энергии в размере 1 069 тыс. руб. в соответствии с представленными уточненными расчетами и бухгалтерскими документами с разбивкой арендной платы по видам деятельности Предприятия.

- Налог на имущество.

Предприятием заявлена сумма налога на имущество в размере 6 569,54 тыс. руб.

Управлением сумма налога на имущество скорректирована с учетом расчета амортизации по основным средствам, относимым на производство и передачу электрической энергии, исходя из максимального срока полезного использования на 2021 год. Налог на имущество принят в размере 6 949,65 тыс. руб.

- Налог на прибыль.

Предприятием на 2021 год запланирован налог на прибыль в размере 4 987,50 тыс. руб.

В соответствии с пунктом 20 Основ ценообразования в необходимую валовую выручку включается величина налога на прибыль организаций по регулируемому виду деятельности, сформированная по данным бухгалтерского учета за последний истекший период.

В соответствии с пунктом 5 Основ ценообразования регулирование цен (тарифов) основывается на принципе обязательности ведения раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, объема продукции (услуг), доходов и расходов на производство, передачу, сбыт электрической энергии и технологическое присоединение к электрическим сетям.

Согласно пункту 6 Основ ценообразования субъекты электроэнергетики представляют для целей государственного регулирования тарифов данные раздельного учета, доходов и расходов по видам деятельности в сфере электроэнергетики в том числе, по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям, с разбивкой по субъектам Российской Федерации, в случае если организация осуществляет регулируемую деятельность на территории более одного субъекта Российской Федерации.

В соответствии с представленной бухгалтерской отчетностью Предприятия, отчета о финансовых результатах за 2019 год у Предприятия сложился убыток до налогообложения в размере 87 556 тыс. руб.

Декларация по налогу на прибыль за 2019 год Предприятием не представлена.

Порядок распределения налога на прибыль по видам деятельности в учетной политике Предприятия не указан.

На основании изложенного, с учетом положений пункта 7 Основ ценообразования, обязывающих регулирующий орган при установлении тарифов принимать меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов, оснований для включения в состав НВВ Общества налога на прибыль в указанном Предприятием размере у Управления не имелось.

- Транспортный налог.

В предложении Предприятия транспортный налог отсутствует. При этом Предприятие подтверждает расходы на уплату транспортного налога за 2019 год данными бухгалтерского учета. В расчетах по вспомогательным видам деятельности и общепроизводственных расходах транспортный налог так же запланирован. Таким образом, отсутствие расходов на уплату транспортного налога в предложении Предприятия является технической ошибкой.

Управлением сумма транспортного налога скорректирована в соответствии с представленными документами и принята в размере 80,74 тыс. руб.

- Плата за выбросы.

Предприятием предложена сумма в размере 47,86 тыс. руб.

На основании данных бухгалтерского учета за 2019 год Управлением проведена корректировка расходов. Не приняты расходы, производимые сверх установленных нормативов.

С учетом корректировок плата за выбросы принята в размере 0,04 тыс. руб.

- Прочие налоги и сборы. Плата за пользование водными объектами и госпошлины.

Сумма налогов и сборов Предприятием предложена в размере 28 тыс. руб. без учета расходов, учтенных в составе общепроизводственных расходов и вспомогательных производств.

Управлением суммы на уплату госпошлин и за пользование водными объектами скорректирована в соответствии с представленными документами и принята в размере 43 тыс. руб., с учетом соответствующих сумм, относимых на 26 и 23 счет.

- Страховые взносы с фонда оплаты труда.

Предприятием запланированы расходы в размере 49 493,61 тыс. руб., без учета страховых взносов, относимых на вспомогательное производство и общепроизводственные расходы.

Управлением расчет страховых взносов выполнен с учетом корректировки фонда оплаты труда на 2021 год. Размер страховых взносов, относимых на производство и передачу электроэнергии на 2021 год, составил 65 151 тыс. руб.

- Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам и прочие внереализационные расходы.

Расчет выполнен на основании представленных уточненных расчетов Предприятия. В обоснование расчетов представлены договор № 55/8637/0003/1/1/027/20 от 11.06.2020, также представлен расчет по кредиту на 2021 год.

Величина процентов принята в размере ключевой ставки Центрального банка Российской Федерации, увеличенной на 4 процентных пункта и составила 8,25% годовых. Общая размер расходов на уплату процентов за пользование кредитом составила 32 203,63 тыс. руб.

Прочие внереализационные расходы включают расходы на услуги банков (за исключением расходов на прием платежей) в размере 5 152,6 тыс. руб. и прочие выплаты, в размере фактических показателей за 2019 год с учетом ИПЦ, в сумме 255 тыс. руб.

На производство и передачу электроэнергии расходы отнесены в размере 17 239 тыс. руб.

3) Расходы на приобретение энергетических ресурсов.

Расходы на топливо для производства электрической энергии Предприятие предлагает принять в размере 419 683,53 тыс. руб.

Расчет Управления выполнен на основании баланса электрической энергии на 2021 год с учетом нормативов удельного расхода топлива на производство электрической энергии, рассчитанного в соответствии с постановлением Правительства РФ от 30.01.2019 № 64, в размере 0,398 т у. т. /тыс. кВт.ч:

- дизельное топливо – 6 772,57 т. по цене 1 полугодие – 68 448,43 руб. за тонну, 2 полугодие по цене – 70 775,47 руб. за тонну;

- дизельное масло – 75,53 т. по цене 159 393,86 руб. за тонну.

Цены на дизельное топливо, дизельные масла и бензин сформированы с учетом договора на поставку энергоресурсов № 22/2020 от 25.02.2020 года. Договор заключен по итогам проведенных конкурсных процедур на основании протокола № 32008767452 от 04.02.2020. Общая цена договора составила 1 249 427,27 тыс. руб., включая налоги.

Затраты на топливо учтены в тарифе в размере 408 286,67 тыс. руб.

4) Внереализационные доходы.

В данной статье учитывается приобретение имущества за счет бюджетных инвестиций от собственника. Списание средств производится на сумму начисленной амортизации по указанному имуществу и уменьшает размер необходимой валовой выручки.

В предложении Предприятия размер внереализационных доходов определен в сумме 29 546,29 тыс. руб. в соответствии с расчетом на 2021 год.

Управлением сумма внереализационных доходов скорректирована с учетом расчета амортизации по максимальному сроку списания.

По расчету Управления на производство и передачу электрической энергии внереализационные расходы отнесены в размере 27 055,08 тыс. руб.

5) Недополученные средства.

В составе расходов учтен недополученный доход от технологического присоединения и убытки прошлых лет.

- Недополученный доход от технологического присоединения.

В результате проведенного расчета выпадающих доходов от технологического присоединения запланировано 18 льготных присоединения стоимостью 456,21 тыс. руб. Доходы от присоединения запланированы в размере 8,25 тыс. руб. Выпадающие доходы учтены в составе расходов на передачу электрической энергии в размере 447,96 тыс. руб.

- Убытки прошлых лет.

Размер убытков за 2019 год определен Предприятием в размере 56 761,95 тыс. руб. В тарифе на 2021 год предложена сумма 68 775,95 тыс. руб., с учетом неучтенных в тарифе убытков за 2018 год в размере 12 014 тыс. руб.

Управлением проведен анализ расходов за 2019 год и выполнен расчет убытков за 2019 год.

| Показатели | Ед. изм. | 2019 | | |
|---|----------|---------------------|--------------|---------------|
| | | Утверждено УГРЦТ | Факт СЖКС | Факт УГРЦТ |
| Выработано электрической энергии | кВт.ч | 25 153,99 | 25 961,09 | 25 153,49 |
| Расход эл/энергии на собствен-ные нужды электростанции | кВт.ч | 1 131,93 | 934,90 | 934,90 |
| Отпуск с шин | кВт.ч | 24 022,06 | 25 026,19 | 24 218,60 |
| Потери электроэнергии в сетях | кВт.ч | 2 465,00 | 3 302,11 | 2 494,52 |
| Потери электроэнергии в сетях | % | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Полезный отпуск, в т.ч.: | кВт.ч | 21 557,06 | 21 724,08 | 21 724,08 |
| На производственные нужды | кВт.ч | 3 275,36 | 2 984,08 | 2 984,08 |
| Сторонние потребители (товарная продукция), в т.ч.: | кВт.ч | 18 281,70 | 18 740,01 | 18 740,01 |
| население | кВт.ч | 11 784,70 | 11 646,26 | 11 646,26 |
| уличное освещение | кВт.ч | 705,51 | 679,15 | 679,15 |
| сельхозпроизводители, МСП | кВт.ч | 2 434,59 | 1 223,86 | 1 223,86 |
| субъекты МП | кВт.ч | | 1 295,73 | 1 295,73 |
| прочие потребители | кВт.ч | 3 356,89 | 3 895,01 | 3 895,01 |
| Товарная продукция I полугодия | | 10 039,20 | 10 178,61 | 10 178,61 |
| Товарная продукция II полугодия | | 8 242,50 | 8 561,39 | 8 561,39 |
| Затраты на производство электрической энергии | | | | |
| Топливо на технологические цели | руб. | 398 607,69 | 409 923,62 | 408 653,65 |
| Расходы по воде | руб. | 17,90 | 8,32 | 8,90 |
| Затраты на оплату труда производственных рабочих | руб. | 146 183,14 | 150 072,24 | 149 039,05 |
| Отчисления на социальные нужды | руб. | 42 820,41 | 44 933,15 | 44 915,74 |
| Льготная дорога | руб. | 1 543,67 | 1 776,39 | 1 776,39 |
| Прочие выплаты | руб. | 2 281,26 | 878,27 | 878,27 |
| Амортизация оборудования | руб. | 78 466,44 | 78 545,90 | 75 118,57 |
| Материалы | руб. | 10 795,27 | 15 985,86 | 15 920,11 |
| Ремонт и тех. обслуживание | руб. | 10 254,00 | 1 899,76 | 1 900,39 |
| Прочие расходы | руб. | 12 964,14 | 11 949,98 | 11 895,06 |
| Итого цеховая себестоимость | руб. | 703 933,91 | 715 965,17 | 710 106,14 |
| Цеховая себестоимость | р/кВт.ч | 0,03 | 0,03 | 32,69 |
| Цеховая себестоимость товарного отпуска | | 596 978,86 | 617 618,34 | 612 564,12 |
| Общепроизводственные расходы, относимые на производство электрической энергии | руб. | 23 147,18 | 28 337,50 | 23 617,68 |
| Общехозяйственные расходы, относимые на производство ЭЭ | руб. | 110 544,81 | 140 231,00 | 125 735,13 |
| Себестоимость 1 кВт.ч | р/кВт.ч | 0,04 | 0,04 | 40,66 |
| Себестоимость товарного отпуска | руб. | 730 670,84 | 786 186,84 | 761 916,93 |
| Внерезализационные расходы | руб. | 9 821,02 | 24 897,87 | 8 852,06 |
| Внерезализационные доходы | руб. | 33 416,60 | 31 403,92 | 30 061,20 |

| | | | | |
|--|---------|------------|------------|------------|
| Прибыль | руб. | 1 738,30 | | 794,24 |
| Выпадающие расходы по тех.присоединению | руб. | 373,67 | 373,67 | 373,67 |
| Убытки прошлых лет, недополученный доход | | -4 670,69 | -4 670,69 | -4 670,69 |
| Стоимость товарного отпуска | руб. | 704 516,55 | 780 054,46 | 736 410,77 |
| Стоимость производства 1 кВт.ч | р/кВт.ч | 0,04 | 0,04 | 39,30 |
| - I полугодие | | 0,03 | 0,03 | 33,95 |
| - II полугодие | | 0,04 | 0,04 | 44,12 |
| Итого доходов от реализации электроэнергии | руб. | 704 516,55 | 723 292,51 | 723 292,51 |
| Финансовый результат | руб. | 0,00 | -56 761,95 | -13 118,25 |

Управлением проведена корректировка НВВ в соответствии с пунктом 7 Основ ценообразования в случае если на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности за год и иных материалов выявлен доход, недополученный при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования по независимым от организации, осуществляющей регулирующую деятельность, причинам, указанные расходы (доход) учитываются регулирующими органами при установлении регулируемых цен (тарифов) на следующий период регулирования.

По представленным Предприятием данным бухгалтерского учета за 2019 год (оборотно-сальдовые ведомости, карточки счетов) Управлением установлено следующее.

Затраты на топливо определены с учетом удельного расхода топлива на отпуск электрической энергии, установленного в рамках целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности (416,696 кг у. т./тыс. кВт ч) и фактического объема отпущенной электрической энергии за 2019 год.

Стоимость топлива принята по средней сложившейся стоимости (в соответствии с учетной политикой, принятой на Предприятии). При определении затрат на топливо учтены расходы участка топливообеспечения, распределяемые на стоимость топлива, в соответствии с учетной политикой Предприятия. Средняя стоимость топлива до навигации 2019 года составила 55 327,16 руб./тонн, после навигации 2019 года 67 060,68 руб./тонн. Расходы на завоз топлива в навигацию 2019 года подтверждены договором № 39/2019 на поставку нефтепродуктов.

Расходы учтены в размере 408 653,65 тыс. руб.

Расходы по холодной воде приняты на основании фактического объема холодной воды, отпущенной на производство электроэнергии и скорректированной себестоимости производства холодной воды. Расходы на холодную воду составили 8,9 тыс.руб.

Расходы на оплату труда скорректированы на сумму выплаченной компенсации за неиспользованный отпуск в размере 328,9 тыс. руб., и суммы в размере, 704,26 тыс. руб. по договорам ГПХ (в договоре не определен объем работ). Приняты в размере 149 039 тыс. руб.

Страховые взносы приняты с учетом скорректированного ФОТ в размере 44 915 тыс.руб.

Амортизация оборудования принята с учетом максимального срока использования, в размере 75 118,57 тыс. руб.

Расходы на материалы и ремонт и техническое обслуживание приняты в соответствии с данными бухгалтерского учета в размере 15920,11 тыс. руб. и 1 900,39 тыс. руб. соответственно.

В составе прочих расходов не приняты расходы на сверхнормативные вредные выбросы в размере 70,5 тыс. руб. и расходы на аренду в размере 110 тыс. руб. (невозможно оценить обоснованность затрат, в представленном договоре не указана площадь балка и его назначение). Налог на имущество принят в размере 6 033,15 тыс. руб. с учетом пересчета амортизации на максимальный срок. Прочие расходы составили 11 895 тыс. руб.

Расчет по вспомогательным производствам и общехозяйственным расходам.

Расходы по общехозяйственным расходам откорректированы в части оплаты труда АУП на размер компенсации за неиспользуемый отпуск (-1 797,19 тыс. руб.) и резерва на отпуск с учетом страховых взносов (-11 039,53 тыс. руб.).

Общехозяйственные расходы База.

| Показатели | Ед. изм. | 2017 | | 2 018 | | 2 019 | | | Отклонение, факт СЖКС 2019/ 2018, % |
|--|----------|------------------|------------------|--------|------------------|-----------|------------|------------------|-------------------------------------|
| | | Факт по проверке | Утверждено УГРЦТ | Факт | Утверждено УГРЦТ | Факт СЖКС | Факт УГРЦТ | Утверждено УГРЦТ | |
| Среднесписочная численность производственных рабочих | чел. | 46 | 46 | 68 | 47 | 75 | 75 | 59 | |
| Затраты на оплату труда производственных рабочих | руб. | 49 643 | 49 174 | 61 784 | 50 074 | 68 083 | 67 301 | 68 748 | |
| Отчисления на соц. нужды | руб. | 12 194 | 12 275 | 16 488 | 12 336 | 18 939 | 17 961 | 16 887 | |
| Резерв на отпуск | | 7 415 | 7 634 | 12 818 | 6 801 | 22 530 | 13 963 | 10 269 | 76 |
| Страховые взносы на резерв на отпуск | | 2 239 | 2 540 | 3 977 | 2 054 | 6 804 | 4 332 | 3 101 | 71 |

По данным, представленным Предприятием, установлено, что рост резерва на отпуск и страховых взносов за 2019 год по сравнению с 2018 годом составил 76 % и 71 % соответственно.

Представители Предприятия, в том числе Неверова С.Г. во время комиссии по установлению тарифов, пояснили, что в соответствии с учетной политикой, в конце года проведена инвентаризация отпусков и произведено доначисление сумм в резерв на оплату отпусков. Рост затрат на резерв на отпуск относительно уровня 2018 года связан с использованием сотрудниками Предприятия в 2019 году накопленных отпусков, т.е. отпусков за периоды, не относящиеся к 2019 году.

Фактические расходы на резерв отпусков и страховых взносов, включающие расходы за периоды, не относящиеся к регулируемому периоду 2019 года, не могут быть признаны обоснованными и учтенными в составе расходов за 2019 год.

Дополнительных материалов по расчету резерва отпусков и страховых взносов за 2019 год Предприятие не представило.

Управлением выполнен расчет резерва отпусков и страховых взносов пропорционально уровню фактических показателей 2018 года.

Сумма расходов на резерв принята в размере 13 963 тыс. руб., страховых взносов в размере 4 332 тыс. руб.

Распределение расходов выполнено в соответствии с учетной политикой Предприятия. С учетом внесенных корректировок расходы на вспомогательное производство составили 23 617,68 тыс. руб., общепроизводственные расходы 125 735,13 тыс. руб.

Внереализационные расходы заявлены Предприятием в размере 16 528,9 тыс. руб., в том числе на услуги электроснабжения в размере 9 821 тыс. руб. Управлением внереализационные расходы признаны обоснованными в части уплаты госпошлин за снятие с учета транспортного средства (4,2 тыс. руб.), расходов на услуги банков (6 690 тыс. руб.), уплаты процентов за кредит (6 013 тыс. руб., представлен договор № 0584300000318000098-0398919-03 от 24.09.2018), прочие расходы в размере 238,7 тыс. руб. Общая сумма по расчету Управления составила 12 946 тыс. руб., в том числе на электроснабжение 6 878,4 тыс. руб. Распределение выполнено пропорционально себестоимости товарного отпуска. Так же в составе внереализационных расходов учтены расходы невозможные к взысканию в размере 1 973,57 тыс. руб., подтвержденном Предприятием.

Внереализационные доходы по расчету Предприятия составили 32 629,17 тыс. руб. Управлением сумма внереализационных доходов скорректирована с учетом расчета амортизации по максимальному сроку списания. По расчету Управления на производство и передачу электрической энергии внереализационные расходы отнесены в размере 30 061,20 тыс. руб.

Выплаты из прибыли заявлены Предприятием в размере 14 562,16 тыс. руб., в том числе на услуги электроснабжения в размере 4 626,57 тыс. руб. Управлением признаны обоснованными материальная помощь в связи со смертью (271 тыс. руб.), новогодние подарки (1 147 тыс. руб.), прочие (78 тыс. руб., соболезнования, венки), прочие расходы в размере 238,7 тыс. руб. Общая сумма по расчету Управления составила 1 497 тыс. руб., в том числе на электроснабжение 794,2 тыс. руб. Распределение выполнено пропорционально себестоимости товарного отпуска.

В результате расчета убыток за 2019 год составил 13 118,25 тыс. руб.

| | |
|----------------------------------|----------------------|
| Утвержденная выручка на 2019 год | 704 516,55 тыс. руб. |
| Фактические расходы за 2019 год | 736 410,77 тыс. руб. |
| Выручка за 2019 год | 723 292,52 тыс. руб. |
| Убыток за 2019 год | 13 118,25 тыс. руб. |

Управлением в тарифе на 2021 год учтены убытки за 2018 год в размере 19 418,02 тыс. руб. и убыток за 2019 в размере 9 290,84 тыс. руб. с учетом ИПЦ:

| ИПЦ | Недополученные и излишне полученные свод по годам | | |
|-----------------------|---|---------------|---------------|
| | 1,045 | 1,032 | 1,036 |
| | Учтено в тарифе: | | |
| | 2 019 год | 2020 год | 2021 год |
| корректировка за 2018 | 28 520 140,00 | 12 013 996 | 19 418 021 |
| корректировка за 2019 | 13 118 251,29 | | 14 025 405 |
| ИТОГО: | | 12 013 996,00 | 33 443 425,89 |

Распределение выполнено пропорционально себестоимости товарного отпуска. На услуги пот производстве и передаче отнесена сумма в размере 33 443 тыс. руб.

б) Расходы на сбытовую деятельность.

| Затраты на производство электрической энергии | Утверждено на 2020 год | Предложение Предприятия на 2021 год | Расчет УГРЦГ НАО на 2021 год | отклонение 2021/2020 (+/-), % |
|---|------------------------|-------------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| Затраты на оплату труда | 5 237,16 | 4 638,94 | 5 382,35 | 2,772 |
| Отчисления на социальные нужды | 1 565,84 | 1 420,84 | 1 626,10 | 3,848 |
| Льготная дорога | 85,63 | 68,16 | 88,75 | 3,648 |
| Прочие выплаты | 41,81 | 40,01 | 42,88 | 2,564 |

| | | | | |
|--|----------|----------|----------|----------|
| Амортизация | 50,68 | 49,46 | 48,42 | -4,446 |
| Прочие прямые расходы | 179,55 | 1 496,06 | 184,15 | 2,564 |
| Услуги организаций оказываемых регулирующую деятельность | 153,69 | | 171,02 | 11,277 |
| Плата за аренду | 7,36 | | 8,72 | 18,489 |
| Налоги | 3,79 | | 4,00 | 5,562 |
| Внереализационные расходы | 186,99 | 254,69 | 162,76 | -12,959 |
| Внереализационные доходы | 274,69 | | | -100,000 |
| Прибыль | 19,54 | 20,12 | 20,05 | 2,564 |
| Убытки прошлых лет, недополученный доход | 112,95 | | 312,40 | 176,587 |
| Стоимость товарного отпуска | 7 370,54 | 7 988,29 | 8 051,63 | 9,241 |

- Затраты на оплату труда.

Приняты в расчете на 2021 год с ростом от плановых расходов 2020 года на 2,6% аналогично росту на оплату труда по видам деятельности производство и передача электрической энергии. Дополнительно учтены расходы на оплату труда аварийно-диспетчерской службы. Распределение выполнено согласно учетной политике Предприятия. Расходы на оплату труда составили 5 382,35 тыс. руб.

- Отчисления в страховые взносы приняты с учетом определенных Управлением расходов на оплату труда на 2021 год, в соответствии с главой 34 части 2 Налогового Кодекса Российской Федерации Управлением расходы по данной статье определены в сумме 1 626,10 тыс. руб. или 30,2% от фонда оплаты труда.

- Расходы на льготный проезд к месту проведения отпуска.

Расходы на льготный проезд к месту проведения отпуска приняты в расчете на 2021 год с ростом от плановых расходов 2020 года на 2,6% аналогично росту на оплату труда по видам деятельности производство и передача электрической энергии. Дополнительно учтены расходы на оплату льготного проезда сотрудников аварийно-диспетчерской службы. Распределение выполнено согласно учетной политике Предприятия. Расходы на льготный проезд составили 88,75 тыс. руб.

- Расходы на прочие выплаты, прочие прямые расходы рассчитаны с ростом от плановых расходов 2020 года на 2,6%, аналогично росту на оплату труда по видам деятельности производство и передача электрической энергии.

- Расходы на амортизацию, услуги организаций, оказываемых регулирующую деятельность, плата за аренду, налоги относятся на услуги по сбытовой деятельности косвенно со вспомогательного производства и общехозяйственных расходов. Расчеты выполнены с учетом представленных данных бухгалтерского учета за 2019 год и расчетов на 2021 год.

Распределение выполнено в соответствии с учетной политикой Предприятия.

Внереализационные расходы, расходы на прибыль, убытки прошлых лет отнесены на сбытовую деятельность в доле.

Всего размер расходов на сбытовую деятельность на 2021 год определен в размере 8 051,63 тыс. руб.

Учитывая внесенные коррективы, экономически обоснованные расходы на производство, передачу и сбыт электрической энергии на 2021 год составили 835 334,02 тыс. руб.

Экономически обоснованные тарифы на электрическую энергию (мощность) составили:

на период с 01.01.2021 по 30.06.2021 – 46,56 руб./кВт·ч (без учета НДС);

на период с 01.07.2021 по 31.12.2021 – 47,76 руб./кВт·ч (без учета НДС).

Одноставочные тарифы по зонам суток:

| Тарифы, дифференцированные по двум зонам суток: | Ед. изм. | 1 пол. 2021 | 2 пол. 2021 |
|---|------------|-------------|-------------|
| - ночная зона | руб./кВт.ч | 20,05 | 20,41 |
| - дневная зона | руб./кВт.ч | 55,86 | 56,87 |
| Тарифы, дифференцированные по трем зонам суток: | | | |
| - ночная зона | руб./кВт.ч | 28,83 | 29,35 |
| - полупиковая зона | руб./кВт.ч | 46,55 | 47,39 |
| - пиковая зона | руб./кВт.ч | 60,52 | 61,608 |

Законом Ненецкого автономного округа от 08.02.2018 № 368-оз «О льготах по оплате электрической энергии (мощности) на территории Ненецкого автономного округа» (далее – Закон) определены категории потребителей, в отношении которых установлено право на льготы по оплате электрической энергии, в том числе:

сельскохозяйственные товаропроизводители в соответствии с Перечнем сельскохозяйственных товаропроизводителей Ненецкого автономного округа, утверждаемым уполномоченным исполнительным органом государственной власти Ненецкого автономного округа в сфере агропромышленного комплекса, к которым относятся:

организация, индивидуальный предприниматель, осуществляющие производство сельскохозяйственной продукции, ее первичную и последующую (промышленную) переработку (в том числе на арендованных основных средствах) в соответствии с перечнем сельскохозяйственной продукции, утверждаемым Правительством Российской Федерации, и реализацию этой продукции при условии, что в доходе сельскохозяйственных товаропроизводителей от реализации товаров (работ, услуг) доля дохода от реализации этой продукции составляет не менее чем семьдесят процентов за календарный год;

сельскохозяйственные потребительские кооперативы (перерабатывающие, сбытовые (торговые), обслуживающие (в том числе кредитные), снабженческие, заготовительные), созданные в соответствии с Федеральным законом от 8 декабря 1995 года № 193-ФЗ «О сельскохозяйственной кооперации»;

крестьянские (фермерские) хозяйства в соответствии с Федеральным законом от 11 июня 2003 года № 74-ФЗ «О крестьянском (фермерском) хозяйстве»;

юридические лица и индивидуальные предприниматели, относящиеся к субъектам малого и среднего предпринимательства в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2007 № 209-ФЗ «О развитии малого и среднего предпринимательства в Российской Федерации», осуществляющие деятельность на территории сельских поселений Ненецкого автономного округа.

В соответствии со статьей 5 Закона компенсация выпадающих доходов, связанных с применением льготных тарифов на электрическую энергию (мощность), осуществляется путем предоставления субсидий гарантирующим поставщикам, энергоснабжающим организациям и энергосбытовым организациям за счет средств окружного бюджета в порядке, установленном Администрацией Ненецкого автономного округа в соответствии с бюджетным законодательством.

Во исполнение Закона с учетом позиции Департамента финансов и экономики Ненецкого автономного округа о продлении льготных тарифов на электрическую энергию (исх. 4046/03 от 13.11.2020) предлагается установить и ввести в действие льготные тарифы на электрическую энергию (мощность), вырабатываемую дизельными электростанциями, отпускаемую муниципальным предприятием

Заполярного района «Севержилкомсервис» на период с 01 января 2021 года по 31 декабря 2021 года:

сельхозтоваропроизводителям Ненецкого автономного округа;

юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям, относящимся к субъектам малого и среднего предпринимательства в соответствии с Федеральным законом от 24 июля 2007 года № 209-ФЗ «О развитии малого и среднего предпринимательства в Российской Федерации», осуществляющих деятельность на территории сельских поселений Ненецкого автономного округа, за исключением потребителей, указанных в подпункте «а» пункта 3 статьи 3 закона Ненецкого автономного округа от 08.02.2018 № 368-оз «О льготах по оплате электрической энергии (мощности) на территории Ненецкого автономного округа»:

с 01.01.2021 по 30.06.2021 в размере 6,67 руб. за 1 кВт·ч;

с 01.07.2021 по 31.12.2021 в размере 6,67 руб. за 1 кВт·ч.

Тарифы установлены без учета налога на добавленную стоимость.

ВЫСТУПИЛИ: Неверова С.Г., Андриянов С.А., Тихомирова Л.В.

РЕШИЛИ:

1. Утвердить скорректированные значения тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям МП ЗР «Севержилкомсервис», на 2021 год долгосрочного периода регулирования 2020-2022 годов со следующей календарной разбивкой:

| № п/п | Показатель (группы потребителей с разбивкой тарифа по ставкам и дифференциацией по зонам суток) | Единица измерения | Тариф | |
|--------------------|--|-------------------|------------------------|-------------------------|
| | | | с 01 января по 30 июня | с 01 июля по 31 декабря |
| Прочие потребители | | | | |
| 1. | Одноставочный тариф | руб./кВт·ч | 46,56 | 47,76 |
| 2. | Трехставочный тариф * | | | |
| 2.1. | ставка стоимости единицы электрической мощности | руб./кВт·мес. | - | - |
| 2.2. | ставка стоимости единицы электрической мощности | руб./кВт·мес. | - | - |
| 2.3. | ставка стоимости единицы электрической энергии | руб./кВт·ч | - | - |
| 3. | Одноставочные тарифы, дифференцированные по трем зонам суток | | | |
| 3.1. | - ночная зона | руб./кВт·ч | 28,83 | 29,58 |
| 3.2. | - полупиковая зона | руб./кВт·ч | 46,56 | 47,76 |
| 3.3. | - пиковая зона | руб./кВт·ч | 60,52 | 62,09 |
| 4. | Одноставочные тарифы, дифференцированные по двум зонам суток | | | |
| 4.1. | - ночная зона | руб./кВт·ч | 20,06 | 20,57 |
| 4.2. | - дневная зона (пиковая и полупиковая) | руб./кВт·ч | 55,87 | 57,31 |

* Муниципальное предприятие Заполярного района «Севержилкомсервис» – энергосбытовая организация, функционирующая на территории, технологически не связанной с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, трехставочная цена (тариф) на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям на розничных рынках, не устанавливается.

2. Внести изменения в таблицу Приложения 2 приказа Управления по государственному регулированию цен (тарифов) Ненецкого автономного округа от 12.12.2019 № 75 «Об установлении тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям государственным унитарным предприятием Ненецкого автономного округа «Нарьян-Марская электростанция», на долгосрочный период регулирования 2020-2022 годов», изложив в следующей редакции:

| Наименование организации | Год | Базовый уровень операционных расходов | Индекс эффективности операционных расходов | Удельный расход топлива на производство электрической энергии |
|---|------|---------------------------------------|--|---|
| | | тыс. руб. | % | г.у.т./кВт*ч |
| ГУП НАО «Нарьян-Марская электростанция» | 2020 | 246 889,24 | X | X |
| | 2021 | X | 1 | 0,398 |
| | 2022 | X | 1 | 0,395 |

3. Установить и ввести в действие льготные тарифы на электрическую энергию (мощность), вырабатываемую дизельными электростанциями, отпускаемую муниципальным предприятием Заполярного района «Севержилкомсервис» на период с 01 января 2021 года по 31 декабря 2021 года:

сельхозтоваропроизводителям Ненецкого автономного округа;

юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям, относящимся к субъектам малого и среднего предпринимательства в соответствии с Федеральным законом от 24 июля 2007 года № 209-ФЗ «О развитии малого и среднего предпринимательства в Российской Федерации», осуществляющих деятельность на территории сельских поселений Ненецкого автономного округа, за исключением потребителей, указанных в подпункте «а» пункта 3 статьи 3 закона Ненецкого автономного округа от 08.02.2018 № 368-оз «О льготах по оплате электрической энергии (мощности) на территории Ненецкого автономного округа»:

с 01.01.2021 по 30.06.2021 в размере 6,67 руб. за 1 кВт*ч;

с 01.07.2021 по 31.12.2021 в размере 6,67 руб. за 1 кВт*ч.

Тарифы указаны без учета налога на добавленную стоимость.

Результаты голосования: «За» - 5 человек.

Представитель Ассоциации «НП Совет рынка» - «Против».

От представителя Управления Федеральной антимонопольной службы по Ненецкому автономному округу (далее УФАС по НАО) по рассматриваемому вопросу возражений не поступило.

2. О корректировке тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на территории Ненецкого автономного округа на 2021 год долгосрочного периода регулирования на 2020-2022 годы.

(докладчики Холодов И.Е., Зуева Т.Б.)

Предложение об установлении цен (тарифов) на 2021 год ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ» (далее – Общество) не предоставлялось, основанием для проведения

экспертизы явилось распоряжение Управления по государственному регулированию цен (тарифов) Ненецкого автономного округа от 15.05.2020 № 55/д «Об открытии дела о корректировке тарифов и назначении экспертов» (с изменениями от 03.08.2020 № 69/д).

В рамках проведения экспертизы по корректировке тарифов УГРЦТ НАО произведен запрос расчетных таблиц и документов в части подтверждения фактически понесенных расходов за 2019 год и планируемых расходах на 2021 год, запрашиваемая информация Обществом частично предоставлена.

Согласно прогнозному балансу электрической энергии (мощности), утвержденному приказом ФАС России на 2021 год в границах НАО, объем выработки и отпуска электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» составит:

| № п/п | Наименование показателя | Ед.изм | План 2018 | План 2019 | План 2020 | Корректировка 2021 | Отклонение 2021/2020 % |
|-------|--|----------|-------------|-------------|-------------|--------------------|------------------------|
| 1 | Выработка электроэнергии всего, в т.ч.: | тыс.кВтч | 793 772,290 | 447 587,100 | 384 365,708 | 221 527,700 | -42,36 |
| | -собственные нужды | тыс.кВтч | 20 673,772 | 23 028,885 | 22 865,086 | 13 674,973 | -40,19 |
| | -потери в сетях | тыс.кВтч | 35 724,661 | 18 438,300 | 16 369,758 | 9 767,300 | -40,33 |
| | | % | 4,6 | 4,3 | 4,5 | 4,7 | |
| 2 | -полезный отпуск электроэнергии всего, в т.ч.: | тыс.кВтч | 737 373,857 | 406 119,915 | 345 130,864 | 198 085,427 | -42,60 |
| | -производственные нужды | тыс.кВтч | 525 230,155 | 322 846,427 | 305 592,864 | 161 537,771 | -47,14 |
| | сторонние потребители (прочие) | тыс.кВтч | 212 143,702 | 83 273,488 | 39 538,000 | 36 547,656 | -7,56 |

Объем электроэнергии на собственные нужды Общества принят в размере 13 674,973 кВт.ч на основании расчета по группам потребителей с учетом номинальной мощности и коэффициента использования.

Проведена экспертиза материалов, обосновывающих значение объема технологических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям на 2021 год. Расчет уровня потерь выполнен в соответствии с п. 40(1) Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178, нормативами, утвержденными приказом Минэнерго России от 26.09.2017 № 887, и определен в размере 9 767 300 кВт.ч, или 4,7 % от отпуска в сеть.

Полезный отпуск электроэнергии – 198 085,427 тыс. кВт.ч, в том числе:

- на производственные нужды – 161 537,771 тыс. кВт.ч;
- отпуск электроэнергии прочим потребителям – 36 547,656 тыс. кВт.ч.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2019 № 64 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам регулирования цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах и на территориях, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации», внесены изменения в

Правила установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 15 мая 2020 г. № 340, согласно которым требования к программам производителей электрической энергии (мощности), генерирующие объекты которых функционируют в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах и (или) на территориях, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, должны обеспечивать в 2019-2025 годах снижение удельного расхода условного топлива, за исключением ядерного топлива, не менее чем на один процент ежегодно относительно уровня, достигнутого в 2018 году. На основании вышеуказанных документов, с учетом уровня, достигнутого в 2018 году, равного значению 0,415 т у.т./тыс кВт.ч, определен норматив удельного расхода топлива.

Расчет удельного расхода топлива на 2021 год

| № | Показатели | Ед. измерения | План 2018 | План 2019 | План 2020 г. | Корректировка на 2021 г. |
|-----|--|-------------------|---------------|-------------|--------------|--------------------------|
| 1 | Производство электроэнергии | кВт.ч | 793 772 290 | 447 587 100 | 384 365 708 | 221 527 700 |
| 1.1 | Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии | т у.т./тыс. кВт.ч | 0,367 | 0,365 | 0,406 | 0,402 |
| 1.2 | Расход условного топлива на производство электроэнергии | т у.т. | 291 122,56 | 163 511,48 | 156 237,34 | 89 146,32 |
| 2 | Отпуск с пин | кВт.ч. | 773 098 518 | 424 558 215 | 361 500 621 | 207 852 727 |
| 2.1 | Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии | т у.т./тыс. кВт.ч | 0,377 | 0,385 | 0,432 | 0,429 |
| 2.2 | Расход условного топлива на отпуск электроэнергии | т у.т. | 291 122,56 | 163 511,48 | 156 237,34 | 89 146,32 |
| 3 | Затраты на топливо | руб. | 1 440 862 481 | 321 489 827 | 313 838 174 | 192 270 335 |
| | Расход натурального топлива | тыс.м3 | 260 625,30 | 145 954,80 | 139 753,603 | 79 919,81 |
| | В том числе: | | | | | |
| 4 | Вид топливо (газ природный) | руб. | | | | |
| 4.1 | Цена за 1000м3 | руб. | 5602,13 | 2265,74 | 2 333,74 | 2 405,79 |
| 4.2 | Затраты | руб. | 1 392 768 254 | 304 403 710 | 291 096 939 | 192 270 335 |
| 4.3 | Переводной коэффициент | тыс. кВт.ч | 1,114 | 1,117 | 1,113 | 1,115 |
| 4.4 | Расход натурального топлива | тыс.м3 | 248 614,055 | 134 350,600 | 124 734,207 | 79 919,81 |
| 4.5 | Расход условного топлива | т у.т. | 277 068,14 | 150 048,24 | 138 878,89 | 89 146,32 |
| 5 | Вид топливо (газ попутный нефтяной) | | | | | |
| 5.1 | Цена за 1000м3 | руб. | 4004,10 | 1472,41 | 1 514,12 | 1 639,78 |
| 5.2 | Затраты | руб. | 48 094 226 | 17 086 118 | 22 741 235 | 0 |
| 5.3 | Переводной коэффициент | руб. | 1,170 | 1,160 | 1,156 | 1,172 |
| 5.4 | Расход натурального топлива | тыс.м3 | 12 011,245 | 11 604,202 | 15 019,396 | 0,00 |
| 5.5 | Расход условного топлива | т у.т. | 14 054,419 | 13 463,235 | 17 358,45 | 0,00 |

При корректировке применены следующие макроэкономические показатели прогноза социально-экономического развития Российской Федерации:

| Показатели прогноза | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|-------|-------|-------|
| Индекс потребительских цен | 104,5 | 103,2 | 103,6 |
| Индекс оптовых цен для всех потребителей, исключая население на газ | 101,4 | 103 | 103 |

Расходы на производство и передачу электрической энергии при корректировке на 2021 год рассчитаны методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

Приказом УГРЦТ от 25.12.2019 № 93 «Об установлении тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям Энергоцентром-125 МВт «Южное Хыльчую» общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» на территории Ненецкого автономного округа, на долгосрочный период регулирования 2020-2022 годов» установлены долгосрочные параметры регулирования для формирования тарифов с использованием метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на 2020-2022 годы в отношении деятельности по производству и передаче электрической энергии (мощности) Энергоцентра-125 МВт «Южное Хыльчую» общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» на территории Ненецкого автономного округа:

| Наименование организации | Год | Базовый уровень операционных расходов | Индекс эффективности операционных расходов |
|--|------|---------------------------------------|--|
| | | тыс. руб. | % |
| Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» | 2020 | 130 916,34 | X |
| | 2021 | X | 1 |
| | 2022 | X | 1 |

Операционные расходы:

Операционные расходы Обществом не заявлены. Представленный расчет не соответствует методу долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, в соответствии с которым были утверждены тарифы на долгосрочный период 2020-2022 годов.

В соответствии с п. 25 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах и на территориях, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, за исключением электрической энергии (мощности), производимой на квалифицированных генерирующих объектах, утвержденных приказом ФАС России от 29.05.2019 № 686/19 (далее – Методические указания), скорректированные операционные (подконтрольные) расходы на 2021 год определяются с применением уточненных значений индекса потребительских цен в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации и индекса эффективности операционных расходов.

При определении скорректированных операционных расходов Управлением учтены:

-индекс потребительских цен на 2021 год - 103,6 % согласно Прогнозу Минэкономразвития;

-индекс эффективности операционных расходов - 1%, утвержден приказом УГРЦТ НАО № 93 от 25.12.2019.

Итого коэффициент индексации операционных расходов на 2021 год составит 1,02564.

Расчет коэффициентов индексации:

| Показатели | Ед. изм. | Принято Управлением на 2020 год (базовый) | Корректировка на 2021 год |
|------------|----------|---|---------------------------|
| инфляция | % | 3,0 | 3,6 |

| | | | |
|--|-------------|------------|-------------|
| индекс эффективности операционных расходов | % | 1,0 | 1,0 |
| индекс изменения количества активов | % | 1,0 | 0 |
| коэффициент эластичности затрат по росту активов | | 0,75 | 0,75 |
| итого коэффициент индексации | | 1,0273 | 1,0256 |
| Операционные расходы | тыс. руб | 130 916,34 | 134 273,034 |

Предлагается в расчет тарифов на 2021 год принять скорректированные операционные расходы на товарный отпуск с учетом изменения полезного и товарного отпуска электрической энергии и коэффициента индексации операционных расходов в размере 134 273,034 тыс.руб. с ростом к утвержденным на 2,564%.

Подконтрольные расходы:

| | Показатели | 2020 | | | Корректировка 2021 год | | |
|-----|---|----------------|-------------------|---------------------|------------------------|-------------------|-------------------|
| | | Производство | Передача | Итого | Производство | Передача | Итого |
| 1 | Материальные затраты | 556 077,00 | 585 846,41 | 1 141 923,41 | 354 122,71 | 373 080,56 | 727 203,27 |
| 1.1 | Материальные затраты | | | | | | |
| 1.2 | Работы и услуги производственного характера | 556 077,00 | 585 846,41 | 1 141 923,41 | 354 122,71 | 373 080,56 | 727 203,27 |
| | Метрологическое обслуживание | 3 525,00 | | 3 525,00 | 2 244,80 | | 2 244,80 |
| | Страхование объектов | 84,80 | | 84,80 | 54,00 | | 54,00 |
| | ТО объектов энергохозяйства | 373 449,77 | 585 846,41 | 959 296,18 | 237 821,46 | 373 080,56 | 610 902,02 |
| | Регламентные работы по ГТУ Э.Ц. | 4 249,60 | | 4 249,60 | 2 706,24 | | 2 706,24 |
| | Списание с 97 счета (крупные инспекции В,С,Д) | 174 767,82 | | 174 767,82 | 111 296,20 | | 111 296,20 |
| | Вторичные (хранение и энергоснабжение) | | | | | | |
| 1.3 | Прочие расходы, всего, в т.ч.: | | 857,44 | 857,44 | | 546,04 | 546,04 |
| | Прочие услуги | | | | | | |
| | Итого подконтрольные расходы | 556 077 | 586 703,85 | 1 142 780,85 | 354 122,71 | 373 626,60 | 727 749,31 |
| | Коэффициент реализации | 0,114559444 | 0,1145594 | 0,11455944 | 0,184504517 | 0,184504517 | 0,184504517 |
| | Итого подконтрольные расходы на ТО | 63 703,87 | 67 212,47 | 130 916,34 | 65 337,24 | 68 935,79 | 134 273,034 |

Неподконтрольные расходы

Неподконтрольные расходы Предприятием не заявлены. Представленный расчет Общества не соответствует методу долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, в соответствии с которым были утверждены тарифы на долгосрочный период 2020-2022 годов.

| Показатели | Ед. Изм. | 2020 | | | 2021 | | | Откло- нение (+/-), % |
|--|-----------|-------------------|-----------|-----------------------|-------------------|-----------|--------------------------------|--------------------------------|
| | | Производ- ство | Передача | Итого план 2020 | Производ- ство | Передача | Коррректи ровка 2021 год | |
| Оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность | тыс. руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Амортизация | тыс. руб. | 425092,96 | 703926,75 | 1129019,71 | 376593,90 | 711150,75 | 1087744,65 | -3,655 |
| Плата за аренду земли | тыс. руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | 0 |
| Налоги, всего, в т.ч.: | тыс. руб. | 135894,66 | 88441,17 | 224 335,83 | 117879,85 | 91666,66 | 209546,50 | -6,592 |
| налог на имущество | тыс. руб. | 135894,66 | 88441,17 | 224 335,83 | 117879,85 | 91666,66 | 209546,50 | -6,592 |
| прочие налоги и сборы | тыс. руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Страховые взносы с фонда оплаты труда | тыс. руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Капитальные вложения из прибыли | тыс. руб. | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам | тыс. руб. | 0 | 0 | 0,0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ИТОГО неподконтрольных расходов | тыс. руб. | 560987,62 | 792367,92 | 1353355,54 | 494473,75 | 802817,41 | 1297291,15 | -4,142 |

Расходы по статье «Амортизация».

| Факт Предприятия 2019 года, тыс.руб. | Утвержденный на 2020 год, тыс.руб. | План 2021 год | |
|---|---------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| | | По расчетам Общества, тыс.руб. | По расчетам Управления, тыс.руб. |
| 1 304 129,500 | 1 129 019,705 | 1 239 390,000 | 1 087 744,648 |

Обществом отражена в расчетах на 2021 год сумма амортизационных отчислений в размере 1 239 390,000 тыс. руб., в т.ч. Энергоцентр «Южное Хыльчюю» 391 338 тыс.руб.

Ведомость амортизации основных средств за 2019 год Обществом не предоставлена.

Предоставлен перечень имущества Энергоцентра Южное Хыльчюю за 2019 год, перечень имущества – распределительные сети Энергоцентра Южное Хыльчюю за 2019 год, по основным средствам ЭЦ Южное Хыльчюю – бухгалтерские справки от 27.10.2020 № 787, 788, 789; по распределительным сетям – бухгалтерские справки от 27.10.2020 № 784, 785, 786.

Управлением расходы рассчитаны в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1 (п. 27 Основ ценообразования), выборочно запрошены инвентарные карточки основных средств.

В результате проведенного анализа представленных документов УГРЦТ НАО сумма амортизационных отчислений принята по видам деятельности производство,

передача электрической энергии в размере 1 087 744,648 тыс. руб., в т.ч. на производство в размере 376 593,9 тыс.руб., передачу электрической энергии в размере 711 150,75 тыс.руб.

Расходы по статье «Налог на имущество».

Обществом в расчетах отражена сумма налога на имущество в размере 186 807,000 тыс. руб., в т.ч. на производство - 117 277,000 тыс.руб.

Управлением сумма налога на имущество скорректирована в соответствии с предоставленными документами и гл.30 Налогового Кодекса Российской Федерации, принята в размере 209 546,50 тыс. руб., в т.ч. производство электроэнергии в размере 117 879,85 тыс.руб., передача электрической энергии 91 666,66 тыс.руб.

Расчет удельного расхода топлива на 2020-2022 годы

| Показатели | Ед.изм. | План УГРЦТ 2020 | План УГРЦТ2021 | Расчет Общества | Корректировка УГРЦТ на 2021 год |
|--|----------------------|-----------------------|-------------------|--------------------|---------------------------------------|
| Производство электроэнергии | Квт.ч. | 384 365 708 | 384 365 708 | 206 850 825 | 221 527 700 |
| Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии | т.у.т./тыс. КВт.ч | 0,406 | 0,402 | 0,437 | 0,402 |
| Расход условного топлива на производство электроэнергии | т.у.т. | 156 237,34 | 154 674,97 | 90 408,96 | 89 146,32 |
| Отпуск с шин | Квт.ч. | 361 500 621 | 361 500 621 | 193 196 375 | 207 852 727 |
| Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии | т.у.т./тыс. КВт.ч | 0,432 | 0,428 | 0,468 | 0,429 |
| Расход условного топлива на отпуск электроэнергии | т.у.т. | 156 237,34 | 154 674,97 | 90 408,96 | 89 146,32 |
| Затраты на топливо | руб. | 313 838 174 | 319 879 843 | 453 164 191 | 192 270 335 |
| Расход натурального топлива | тыс.м3 | 139 753,603 | 138 350,356 | 81 051,767 | 79 919,81 |
| В том числе: | | | | | |
| Вид топлива (газ природный) | руб. | | | | |
| Цена за1000м3 | руб. | 2 333,74 | 2 403,75 | 5 591,05 | 2 405,79 |
| Затраты | руб. | 291 096 939 | 296 456 371 | 453 164 191 | 192 270 335 |
| Переводной коэффициент | | 1,113 | 1,113 | 1,115 | 1,115 |
| Расход натурального топлива | тыс.м3 | 124 734,207 | 123 330,960 | 81 051,77 | 79 919,81 |
| Расход условного топлива | т.у.т. | 138 878,89 | 137 316,51 | 90 408,96 | 89 146,32 |
| Вид топливо (газ попутный нефтяной) | руб. | | | | |
| Цена за 1000м3 | руб. | 1 514,12 | 1 559,55 | 3 206,87 | 1 639,78 |
| Затраты | руб. | 22 741 235 | 23 423 472 | | |
| Переводной коэффициент | | 1,156 | 1,156 | 1,172 | 1,172 |
| Расход натурального топлива | тыс.м3 | 15 019,396 | 15 019,396 | - | - |
| Расход условного топлива | т.у.т. | 17 358,45 | 17 358,45 | - | - |

Для производства электрической энергии на Энергоцентре используется два вида топлива: собственный попутный нефтяной (далее - ПНГ) и собственный природный газ (далее - ПГ).

Расход топлива для производства электрической энергии Общество в расчетах отражает в размере:

- ПГ– 81 051,77 тыс. куб. м по цене 5 591,05 руб. за 1 тыс. куб. м.,
- ПНГ объемы ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в расчете не учтены.

УГРЦТ НАО расходы определены исходя из потребности в топливе на отпуск электрической энергии с учетом показателя удельного расхода топлива. Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии принят в размере 0,429 т.у.т./тыс. кВт.ч.

Расход топлива для производства электрической энергии Управлением приняты: ПГ –79 919,81 тыс. куб. м, в т.ч. 1 полугодие- 44 097,72 тыс. куб. м., 2 пол. 2021 г. 35 822,09 тыс. куб. м.;

УГРЦТ НАО цена на ПГ на 2021 год учтена в размере 2 405,79 руб., в т.ч. на 1 полугодие 2021 года принята в расчет тарифов в размере цены, учтенной в тарифах на 2 полугодие 2020 года в сумме 2 373,87 руб. Цена на 1 полугодие 2020 года принята в расчет тарифов в соответствии с решением ФАС России от 24.04.2018. № 545/18 (с изм. от 18.05.2018 № 651/18) и протоколом заседания Правления ФАС России от 19.04.2018 № 3-11/18, в соответствии с которыми экономически обоснованной признана цена на ПГ в размере 2 237,6 руб./тыс. м. куб. и проиндексирована на 103% в соответствии с рекомендованным Минэкономразвития прогнозным ростом на 2019 год.). На 2 полугодие 2021 года цена на газ проиндексирована на 103% от величины 1 полугодия 2021 года в соответствии с рекомендованным Минэкономразвития прогнозным ростом на 2021 год.

ПНГ Управлением в расчете не учтен.

Расходы на топливо приняты в размере 192 270,335 тыс. руб.

Тепловая энергия.

Расходы на тепловую энергию приняты в сумме 120 350,045 тыс.руб. в соответствии со сложившейся себестоимостью тепловой энергии на 2021 год и объемом тепловой энергии, используемой на нужды Общества.

Недополученные доходы по результатам проверки.

Управлением в октябре 2019 года проведена плановая, документарная проверка хозяйственной деятельности общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» в сфере электроэнергетики, в части определения достоверности, экономической обоснованности расходов и иных показателей, учитываемых при государственном регулировании цен (тарифов), экономической обоснованности фактического расходования средств при осуществлении регулируемой деятельности в сфере электроэнергетики, экономической обоснованности расходов на проведение мероприятий по технологическому присоединению объектов к электрическим сетям и правильности применения указанными субъектами регулируемых государством цен (тарифов) в электроэнергетике, применения платы за технологическое присоединение и (или) стандартизированных тарифных ставок, определяющих величину этой платы, использования инвестиционных ресурсов, включаемых в регулируемые государством цены (тарифы) в электроэнергетике, соблюдение стандартов раскрытия информации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24, а также обязательных требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности в части принятия программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и соответствия этих программ требованиям, устанавливаемым Управлением (распоряжение УГРЦТ НАО от 16.09.2019 года № 63).

По результатам проверки, проведенной Управлением в 2019 году, с учетом корректировки показателей доходов и расходов Общества, отнесенных на услуги электроснабжения, отрицательное значение финансового результата ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» составило 223 661, 95 тыс. руб., (в 2020 году УГРЦТ НАО учтен недополученный доход в размере 1/3 в сумме 80 399,761 тыс. руб. с учетом ИПЦ).

При корректировке тарифа на 2021 год предлагается учесть недополученный доход в размере 1/4,7 от суммы установленного отрицательного результата по итогам проверки 2019 года, с учетом ИПЦ, в сумме 50 878,430 тыс. руб., в т.ч. на производство в сумме 22 309,593 тыс.руб., на передачу 28 568,837 тыс.руб.

Оставшаяся сумма недополученного дохода по итогам проверки 2019 года будет учтена в следующем периоде регулирования.

Предложения о включении в состав НВВ необходимой прибыли, в части относимой как на производство, так и на передачу электрической энергии от Общества не поступило.

При расчете тарифов на долгосрочный период на 2020-2022 год УГРЦТ НАО прибыль на социальное развитие в составе НВВ не учтена, по причине заключения Обществом договоров на инженерно-технологическое обслуживание и управление, эксплуатацию оборудования, сервисное и техническое обслуживание со сторонней организацией, кроме этого, Управление руководствовалось положениями пункта 7 Основ ценообразования, обязывающих регулирующий орган при установлении тарифов принимать меры, направленные на исключение из расчетов экономически необоснованных расходов.

Руководствуясь вышеизложенным, при корректировке тарифов на 2021 год в составе НВВ прибыль не учтена.

Расчет необходимой валовой выручки на производство и передачу электрической энергии, при корректировке тарифов на электрическую энергию, поставляемую на 2021 год долгосрочного периода регулирования на 2020-2022 годы методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки:

| Показатели | Ед. изм. | Утверждено 2020 год | Производство | Передача | Корректировка на 2021 | Производство | Передача |
|---|-----------|---------------------|--------------|------------|-----------------------|--------------|------------|
| Расчёт подконтрольных расходов | | | | | | | |
| 1. Материальные затраты | тыс. руб. | 1 141 923,41 | 556 077 | 585 846,41 | 727 203,27 | 354 122,71 | 373 080,56 |
| Материальные затраты | тыс. руб. | 0 | | | | | |
| Сырье и материалы | тыс. руб. | 0 | | | | | |
| прочие вспомогательные материалы | тыс. руб. | 0 | | | | | |
| Работы и услуги производственного характера | тыс. руб. | 1 141 923,41 | 556 077 | 585 846,41 | 727 203,27 | 354 122,71 | 373 080,56 |
| Метрологическое обслуживание | тыс. руб. | 3 525 | 3 525 | | 2 244,80 | 2 244,8 | |
| Страхование объектов | тыс. руб. | 84,8 | 84,8 | | 54,00 | 54,00 | |
| ТО объектов энергохозяйства | тыс. руб. | 959 296,18 | 373 449,77 | 585 846,41 | 610 902,02 | 237 821,46 | 373 080,56 |
| Регламентные работы по ГТУ Э.Ц. | тыс. руб. | 4 249,6 | 4 249,6 | | 2 706,24 | 2 706,24 | |
| Списание с 97 счета (крупные инспекции В.С.Д) | тыс. руб. | 174 767,82 | 174 767,82 | | 111 296,20 | 111 296,20 | |

| | | | | | | | |
|---|----------|---------------------|-------------------|-------------------|---------------------|-------------------|-------------------|
| 2.Прочие расходы, всего, в т.ч.: | | 857,44 | | 857,44 | 546,04 | | 546,04 |
| Работы и услуги производственного характера | | 857,44 | | 857,44 | | | |
| ИТОГО подконтрольные расходы | тыс. руб | 1 142 780,85 | 556 077,00 | 586 703,85 | 727 749,31 | 354 122,71 | 373 626,60 |
| Коэффициент реализации | | 0,11455944 | 0,11455944 | 0,11455944 | 0,184504517 | 0,184504517 | 0,18450457 |
| Итого подконтрольных расходов на ТО | | 130 916,34 | 63 703,87 | 67 212,47 | 134 273,034 | 65 337,24 | 68 935,79 |
| Расчёт неподконтрольных расходов | | | | | | | |
| 1.Оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность - всего, в т.ч.: | тыс. руб | | | | | | |
| 2.Амортизация | тыс. руб | 1 129 019,71 | 425 092,96 | 703 926,75 | 1 087 744,65 | 376 593,90 | 711 150,75 |
| 3.Плата за аренду имущества | тыс. руб | | | | | | |
| 4.Налоги, всего, в т.ч.: | тыс. руб | 224 335,83 | 135 894,66 | 88 441,17 | 209 546,50 | 117 879,85 | 91 666,66 |
| земельный налог | тыс. руб | | | | | | |
| транспортный налог | тыс. руб | | | | | | |
| налог на имущество | тыс. руб | 224 335,83 | 135 894,66 | 88 441,17 | 209 546,50 | 117 879,85 | 91 666,66 |
| налог на прибыль | тыс. руб | | | | | | |
| экологические платежи | тыс. руб | | | | | | |
| прочие налоги и сборы | тыс. руб | | | | | | |
| 5.Страховые взносы с фонда оплаты труда | тыс. руб | | | | | | |
| 6.Капитальные вложения из прибыли | тыс. руб | | | | | | |
| ИТОГО неподконтрольных расходов | тыс. руб | 1 353 355,54 | 560 987,61 | 792 367,92 | 1 297 291,15 | 494 473,75 | 802 817,41 |
| Расходы на приобретение энергетических ресурсов, в том числе | | | | | | | |
| 1.Расходы на топливо | тыс. руб | 313 838,17 | 313 838,17 | | 192 270,34 | 192 270,34 | |
| газ природный | тыс. руб | 291 096,94 | 291 096,94 | | 192 270,34 | 192 270,34 | |
| Газ попутный | тыс. руб | 22 741,23 | 22 741,23 | | | | |
| 2.Тепловая энергия | тыс. руб | 120 734,15 | 120 734,15 | | 120 350,04 | 120 350,04 | |

| | | | | | | | |
|--|--------------|---------------------|--------------------|-------------|---------------------|---------------------|--------------------|
| ИТОГО расходы на приобретение энергетических ресурсов | тыс. руб | 434 572,32 | 434 572,32 | | 312 620,38 | 312 620,38 | |
| Недополученные расходы по результатам проверки | тыс. руб | 701 816,96 | 340 891,57 | 360 925,39 | 275 757,10 | 120 916,24 | 154 840,85 |
| Тепловая энергия собственного производства | тыс. руб. | 249 113,02 | 249 113,02 | | 242 523,94 | 242 523,94 | |
| Необходимая валовая выручка, всего | тыс. руб | 3 383 412,65 | 1643 415,49 | 1739 997,16 | 2 370 893,99 | 1 039 609,14 | 1331 284,86 |
| Полезный отпуск | | 345 130 864 | | 345 130 864 | 198 085 427 | | 198 085 427 |
| Отпуск с шин, в т.ч. | кВт.ч | 361500621,27 | 361500621,27 | | 207 852 727 | 207 852 727 | |
| 1 полугодие | кВт.ч | | 208301584,89 | 198 869 107 | | 115217664,63 | 110301165 |
| 2 полугодие | кВт.ч | | 153199036,38 | 146 261 756 | | 92635062,37 | 87 784 262 |
| Сторонние потребители (товарная продукция) в т.ч. | | 39 538 000 | 39 538 000,00 | | 36 547 656,00 | 36 547 656,00 | |
| Стоимость товарного отпуска | тыс. руб. | | 179 743,43 | | 437 440,65 | 191 812,58 | 245 628,07 |
| Товарный отпуск | | 39 538 000 | | | 36 547 656 | | |
| 1 полугодие | | 22 782 334 | | | 21 455 375 | | |
| 2 полугодие | | 16 755 666 | | | 15 092 281 | | |
| Стоимость производства 1 кВт.ч | руб. /кВт.ч | 9,80 | 4,55 | 5,26 | 11,97 | 5,25 | 6,72 |
| 1 полугодие | руб. /кВт.ч | 9,78 | 4,54 | 5,24 | 9,84 | 4,55 | 5,29 |
| 2 полугодие | руб. /кВт.ч | 9,84 | 4,55 | 5,29 | 15,00 | 6,24 | 8,76 |

Необходимая валовая выручка по производству и передаче электрической энергии на 2021 год:

| № | Показатели | Ед. изм. | Расчет Общества 2021 год | Корректировка УГРЦТ НАО на 2021 год | % |
|-----|---|----------|--------------------------|-------------------------------------|--------|
| 1 | Выработано электрической энергии | кВт.ч | 206 850 825 | 221 527 700 | 7,095 |
| 2 | Расход эл/энергии на собственные нужды электростанции | кВт.ч | 13 654 450 | 13 674 973 | 0,15 |
| 3 | Отпуск с шин | кВт.ч | 193 196 375 | 207 852 727 | 7,58 |
| 4 | Получено электроэнергии со стороны | кВт.ч | | | |
| 5 | Потери электроэнергии в сетях | кВт.ч | 14 438 012 | 9 767 300 | -32,35 |
| 6 | Полезный отпуск, в т.ч.: | кВт.ч | 178 758 363 | 198 085 427 | 10,81 |
| 6.1 | На производственные нужды | кВт.ч | 142 210 707 | 161 537 771 | 13,59 |
| 7 | Сторонние потребители (товарная продукция), в т.ч.: | | 36 547 656 | 36 547 656 | - |

| | | | | | |
|--------|---|------------|---------------|---------------|---------|
| 7.1 | население, | кВт.ч | | | |
| 7.2 | прочие потребители | кВт.ч | 36 547 656 | 36 547 656 | - |
| | Товарная продукция 1 полугод | кВт.ч | 21 455 375 | 21 455 375 | - |
| | Товарная продукция 2 полугод | кВт.ч | 15 092 281 | 15 092 281 | - |
| | Затраты на производство электрической энергии | | | | |
| 8 | Топливо на технологические цели | руб. | 453 164 191 | 192 270 335 | -57,57 |
| 9 | Амортизация оборудования | руб. | 1 239 390 000 | 1 087 744 648 | -12,23 |
| 10 | Материалы | руб. | 32 647 000 | | |
| 11 | Ремонт и тех. обслуживание | руб. | 1 297 184 580 | 724 904 461 | -44,117 |
| 12 | Прочие расходы | руб. | 278 673 000 | 212 391 350 | -23,784 |
| 13 | Итого цеховая себестоимость в т.ч.: | руб. | 3 301 058 771 | 2 217 310 794 | -32,830 |
| 13.1 | на теплоэнергию | руб. | 154 797 000 | 242 523 943 | 56,67 |
| 13.2 | на производство и передачу электроэнергии | руб. | 3 146 261 771 | 1 974 786 851 | -37,23 |
| | Объем услуг, в т.ч.: | Т.У.Т. | 79 939 | 84 582 | 5,80 |
| | на теплоэнергию | Т.У.Т. | 8 679 | 8 265 | -4,77 |
| | на производство и передачу электроэнергии | Т.У.Т. | 71 260 | 76 316 | 7,095 |
| 14 | Расходы на теплоэнергию относимые на производство и передачу электроэнергии | руб. | 154 797 000 | 120 350 045 | -22,25 |
| 15 | Итого цеховая себестоимость на производство и передачу электроэнергии | руб. | 3 146 261 771 | 2 095 136 896 | -33,408 |
| 15.1 | Цеховая себестоимость | руб. | 17,60 | 10,58 | -39,886 |
| 16 | Цеховая себестоимость товарного отпуска | руб. | 643 262 171 | 386 562 221 | -39,905 |
| 17 | Себестоимость товарного отпуска | руб. | 643 262 171 | 386 562 221 | -39,905 |
| 17.1 | Себестоимость 1 кВт.ч | руб./кВт.ч | 17,60 | 10,58 | -39,886 |
| 18 | Прибыль | руб. | | | |
| 19 | Недополученные доходы по результатам проверки | руб. | | 50 878 430 | |
| 20 | Стоимость товарного отпуска | руб. | 643 262 171 | 437 440 651 | -31,996 |
| 20.1 | Стоимость производства 1 кВт.ч | руб./кВт.ч | 17,60 | 11,97 | -31,988 |
| | 1 полугодие | | 16,14 | 9,84 | -39,03 |
| | 2 полугодие | | 19,68 | 15,00 | -23,78 |
| 20.1.1 | Тариф, установленный для населения | руб./кВт.ч | | | |
| 20.1.2 | Тариф для прочих потребителей | руб./кВт.ч | | | |
| 21 | Итого доходов от реализации электроэнергии на сторону | руб. | | | |
| 21.1 | Доходы от населения | руб. | | | |
| 21.2 | Доходы от проч. потребителей | руб. | 643 262 171 | 437 440 651 | -31,99 |
| | - I полугодие | | 346 235 450 | 211 054 079 | -39,043 |
| | - II полугодие | | 297 026 721 | 226 386 572 | -23,78 |

Одноставочные тарифы по зонам суток:

| Тарифы, дифференцированные по двум зонам суток: | Ед. изм. | Установленные тарифы | | Корректировка тарифов | |
|---|----------|----------------------|-------------|-----------------------|-------------|
| | | 1 пол. 2020 | 2 пол. 2020 | 1 пол. 2021 | 2 пол. 2021 |
| - ночная зона | р/кВт.ч | 1,32 | 5,85 | 5,85 | 8,91 |
| - дневная зона | р/кВт.ч | 11,73 | 11,81 | 11,81 | 18,00 |
| Тарифы, дифференцированные по трем зонам суток: | | | | | |
| - ночная зона | р/кВт.ч | 1,32 | 7,25 | 7,25 | 11,05 |
| - полупиковая зона | р/кВт.ч | 9,78 | 9,84 | 9,84 | 15,00 |
| - пиковая зона | р/кВт.ч | 12,71 | 12,79 | 12,79 | 19,50 |

По результатам предлагается:

1. Утвердить скорректированные значения тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям Энергоцентром-125 МВт «Южное Хыльчую» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на территории Ненецкого автономного округа, на долгосрочный период регулирования 2020-2022 годов» и внести в Приложение 1 к приказу Управления по государственному регулированию цен (тарифов) Ненецкого автономного округа от 25 декабря 2019 № 93 «Об установлении тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям Энергоцентром-125 МВт «Южное Хыльчую» общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» на территории Ненецкого автономного округа, на долгосрочный период регулирования 2020-2022 годов» соответствующие изменения:

| № п/п | Показатель (группы потребителей с разбивкой тарифа по ставкам и дифференциацией по зонам суток) | Единица измерения | Тариф | |
|----------|---|-------------------|------------------------|-------------------------|
| | | | с 01 января по 30 июня | с 01 июля по 31 декабря |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 2021 год | | | | |
| 1. | Одноставочный тариф | руб./кВт·ч | 9,84 | 15,00 |
| 2. | Трехставочный тариф * | | | |
| 2.1. | ставка стоимости единицы электрической мощности | руб./кВт·мес. | | |
| 2.2. | ставка стоимости единицы электрической мощности | руб./кВт·мес. | | |
| 2.3. | ставка стоимости единицы электрической энергии | руб./кВт·ч | | |
| 3. | Одноставочные тарифы, дифференцированные по трем зонам суток | | | |
| 3.1. | - ночная зона | руб./кВт·ч | 7,25 | 11,05 |
| 3.2. | - полупиковая зона | руб./кВт·ч | 9,84 | 15,00 |
| 3.3. | - пиковая зона | руб./кВт·ч | 12,79 | 19,50 |
| 4. | Одноставочные тарифы, дифференцированные по двум зонам суток | | | |
| 4.1. | - ночная зона | руб./кВт·ч | 5,85 | 8,91 |
| 4.2. | - дневная зона (пиковая и полупиковая) | руб./кВт·ч | 11,81 | 18,00 |

В связи с тем, что ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» – энергосбытовая организация, функционирующая на территории, технологически не связанной с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, трехставочная цена (тариф) на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям на розничных рынках, не устанавливается.

2. Внести изменения в таблицу Приложения 2 к приказу Управления по государственному регулированию цен (тарифов) Ненецкого автономного округа от 25 декабря 2019 № 93 «Об установлении тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям Энергоцентром-125 МВт «Южное Хыльчую» общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» на территории Ненецкого автономного округа, на долгосрочный период регулирования 2020-2022 годов», изложив в следующей редакции:

| Наименование организации | Год | Базовый уровень операционных расходов | Индекс эффективности операционных расходов | Удельный расход топлива на производство электрической энергии |
|--|------|---------------------------------------|--|---|
| | | тыс. руб. | % | г.у.т./кВт*ч |
| Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» | 2020 | 130 916,34 | X | - |
| | 2021 | X | 1 | 402 |
| | 2022 | X | 1 | 398 |

ВЫСТУПИЛИ: Лейс Ж.В., Андриянов С.А.

РЕШИЛИ:

Утвердить скорректированные значения тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям Энергоцентром-125 МВт «Южное Хыльчую» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на территории Ненецкого автономного округа, на долгосрочный период регулирования 2020-2022 годов» и внести в Приложение 1 к приказу Управления по государственному регулированию цен (тарифов) Ненецкого автономного округа от 25 декабря 2019 № 93 «Об установлении тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям Энергоцентром-125 МВт «Южное Хыльчую» общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» на территории Ненецкого автономного округа, на долгосрочный период регулирования 2020-2022 годов» соответствующие изменения:

| № п/п | Показатель (группы потребителей с разбивкой тарифа по ставкам и дифференциацией по зонам суток) | Единица измерения | Тариф | |
|----------|---|-------------------|------------------------|-------------------------|
| | | | с 01 января по 30 июня | с 01 июля по 31 декабря |
| 2021 год | | | | |
| 1. | Одноставочный тариф | руб./кВт·ч | 9,84 | 15,00 |
| 2. | Трехставочный тариф * | | | |
| 2.1. | ставка стоимости единицы электрической мощности | руб./кВт·мес. | | |
| 2.2. | ставка стоимости единицы электрической мощности | руб./кВт·мес. | | |
| 2.3. | ставка стоимости единицы электрической энергии | руб./кВт·ч | | |
| 3. | Одноставочные тарифы, дифференцированные по трем зонам суток | | | |
| 3.1. | - ночная зона | руб./кВт·ч | 7,25 | 11,05 |
| 3.2. | - полупиковая зона | руб./кВт·ч | 9,84 | 15,00 |
| 3.3. | - пиковая зона | руб./кВт·ч | 12,79 | 19,50 |
| 4. | Одноставочные тарифы, дифференцированные по двум зонам суток | | | |
| 4.1. | - ночная зона | руб./кВт·ч | 5,85 | 8,91 |
| 4.2. | - дневная зона (пиковая и полупиковая) | руб./кВт·ч | 11,81 | 18,00 |

В связи с тем, что ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» – энергосбытовая организация, функционирующая на территории, технологически не связанной с Единой

энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, трехставочная цена (тариф) на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям на розничных рынках, не устанавливается.

2. Внести изменения в таблицу Приложения 2 к приказу Управления по государственному регулированию цен (тарифов) Ненецкого автономного округа от 25 декабря 2019 № 93 «Об установлении тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям Энергоцентром-125 МВт «Южное Хыльчю» общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» на территории Ненецкого автономного округа, на долгосрочный период регулирования 2020-2022 годов», изложив в следующей редакции:

| Наименование организации | Год | Базовый уровень операционных расходов | Индекс эффективности операционных расходов | Удельный расход топлива на производство электрической энергии |
|--|------|---------------------------------------|--|---|
| | | тыс. руб. | % | г.у.т./кВт*ч |
| Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» | 2020 | 130 916,34 | X | - |
| | 2021 | X | 1 | 402 |
| | 2022 | X | 1 | 398 |

Результаты голосования: «За» - 5 человек.

Представитель Ассоциации «НП Совет рынка» - «За».

От представителя УФАС по НАО по рассматриваемому вопросу возражений не поступило.

3. Об установлении платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям государственного унитарного предприятия Ненецкого автономного округа «Ненецкая коммунальная компания» и размеров стандартизированных тарифных ставок, определяющих величину платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям государственного унитарного предприятия Ненецкого автономного округа «Ненецкая коммунальная компания» на 2021 год.

(докладчик Тихомирова Л.В.)

Государственное унитарное предприятие Ненецкого автономного округа «Ненецкая коммунальная компания» (далее по тексту – ГУП НАО «Ненецкая коммунальная компания» или Предприятие) обратилось с заявлением об установлении стандартизированных тарифных ставок, определяющих величину платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на 2021 год.

Управлением проведена проверка представленных предложений в соответствии со следующими нормативными документами:

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

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» (далее – Основные положения);

приказ ФАС России от 16.08.2018 № 1151/18 «Об утверждении Методических указаний по расчету размера платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к сетям газораспределения и (или) стандартизированных тарифных ставок, определяющих ее величину» (далее – Методические указания).

При расчете стандартизированных тарифных ставок, определяющих величину фактического экономического обоснованного расхода по осуществлению подключения (технологического присоединения) и размеров платы за подключение внутри границ земельного участка Заявителя на 2020 год приняты следующие параметры:

эффективная ставка налога на прибыль на 2021 год в размере 19,57%;

индексы, определяемые прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации:

ИПЦ – 103,6%;

ИЦП – 101,8%;

индексы изменения сметной стоимости строительства на территории Ненецкого автономного округа на IV квартал 2019 года приняты в соответствии с письмом Департамента строительства, жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и транспорта Ненецкого автономного округа от 05.12.2019 № 8397.

Расчет стандартизированных тарифных ставок, определяющих величину платы по подключению (технологическому присоединению) газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям ГУП НАО «Ненецкая коммунальная компания» и стандартизированных тарифных ставок, в пределах границ земельного участка заявителя выполнен на основании локальных сметных расчетов, представленных Предприятием в адрес Управления в целях установления стандартизированных тарифных ставок.

В результате рассмотрения представленных предложений, стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования с максимальным расходом газа 500 куб. метров газа в час и менее и (или) проектным рабочим давлением в присоединяемом газопроводе 0,6 МПа и менее к газораспределительным сетям государственного унитарного предприятия Ненецкого автономного округа «Ненецкая коммунальная компания» на 2020 год составили:

| № п/п | Наименование тарифной ставки | Единица измерения | Размер тарифной ставки (без НДС) |
|-------|---|-------------------|----------------------------------|
| 1. | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов ГРО, связанных с проектированием ГРО газопровода диаметром до 100 мм, n-ной протяженности и подземной прокладки, в расчете на одно подключение (технологическое присоединение) *, С ₁ : | | |
| 1.1. | Протяженность проектируемого газопровода | 1001 – 2000 м | (руб.) 3 828 030,95 |

| № п/п | Наименование тарифной ставки | | Единица измерения | Размер тарифной ставки (без НДС) |
|----------|--|-----------------------------|---------------------|----------------------------------|
| 2. | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов ГРО, связанных со строительством стальных газопроводов подземной прокладки, в расчете на 1 км, С ₂ | | | |
| 2.1. | диапазон наружных диаметров | до 50 мм | руб./км | 1 163 750,80 |
| 2.2. | | 51-100 мм | | 2 275 176,43 |
| 2.3. | | 101-158 мм | | 3 499 697,04 |
| 3. | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов ГРО, связанных со строительством полиэтиленового газопровода j-того диапазона диаметров, в расчете на 1 км, С ₃ | | | |
| 3.1. | диапазон наружных диаметров | 109 мм и менее | руб./км | 1 542 785,51 |
| 3.2. | | 110-159 мм | | 2 329 222,71 |
| 4. | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов ГРО, связанных с проектированием и строительством пунктов редуцирования газа m-ного диапазона максимального часового расхода газа в расчете на 1 м ³ , С ₅ | | | |
| 4.1. | максимальный часовой расход газа | до 40 м ³ /час | руб./м ³ | 61 356,63 |
| 4.2. | | 40-99 м ³ /час | | 40 904,42 |
| 4.3. | | 100-399 м ³ /час | | 8 180,88 |
| 4.4. | | 400-999 м ³ /час | | 5 092,73 |
| 5. | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов ГРО, связанных с мониторингом выполнения Заявителем технических условий и осуществлением фактического присоединения к газораспределительной сети ГРО, бесхозяйной газораспределительной сети или сети газораспределения и (или) газопотребления основного абонента, посредством осуществления комплекса технических мероприятий, обеспечивающих физическое соединение (контакт) g-тым способом врезки сети газопотребления Заявителя и существующего или вновь построенного стального i-того диапазона диаметров (полиэтиленового j-того диапазона диаметров) газопровода ГРО, а также бесхозяйного газопровода или газопровода основного абонента, выполненного k-тым типом прокладки, и проведением пуска газа в газоиспользующее оборудование Заявителя с разбивкой по следующим ставкам, С ₇ : | | | |
| 5.1. | Стандартизированная тарифная ставка, связанная с мониторингом выполнения Заявителем технических условий, С _{7.1} | | | |
| 5.1.1. | Стальные газопроводы с давлением до 0,005 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка, подземная прокладка | | | |
| 5.1.1.1. | диапазон наружных диаметров | до 100 мм | руб. | 12 332,96 |
| 5.1.1.2. | | 101-158 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.1.3. | | 159-218 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.1.4. | | 219-272 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.1.5. | | 273-324 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.1.6. | | 325-425 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.2. | Стальные газопроводы с давлением от 0,005 Мпа до 1,2 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка, подземная прокладка | | | |
| 5.1.2.1. | диапазон наружных диаметров | до 100 мм | руб. | 12 332,96 |
| 5.1.2.2. | | 108-158 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.2.3. | | 159-218 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.2.4. | | 219-272 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.2.5. | | 273-324 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.2.6. | | 325-425 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.3. | Полиэтиленовые газопроводы с давлением до 0,6 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка | | | |
| 5.1.3.1. | диапазон наружных диаметров | 109 мм и менее | руб. | 12 332,96 |
| 5.1.3.2. | | 110-159 мм | | 12 332,96 |

| № п/п | Наименование тарифной ставки | Единица измерения | Размер тарифной ставки (без НДС) |
|----------|--|-------------------|----------------------------------|
| 5.1.4. | Полиэтиленовые газопроводы с давлением свыше 0,6 Мпа до 1,2 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка | | |
| 5.1.4.1. | диапазон наружных диаметров | 109 мм и менее | руб. |
| 5.1.4.2. | | 110-159 мм | |
| 5.2. | Стандартизированная тарифная ставка, связанной с осуществлением фактического присоединения к газораспределительной сети ГРО, бесхозной газораспределительной сети или сети газораспределения и (или) газопотребления основного абонента, посредством осуществления комплекса технических мероприятий, обеспечивающих физическое соединение (контакт) g-тым способом врезки сети газопотребления Заявителя и существующего или вновь построенного стального i-того диапазона диаметров (полиэтиленового j-того диапазона диаметров) газопровода ГРО, бесхозного газопровода или газопровода основного абонента, выполненного k-тым типом прокладки, и проведением пуска газа, в расчете на одно подключение (технологическое присоединение), С _{7.2} | | |
| 5.2.1. | Стальные газопроводы с давлением до 0,005 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка, подземная прокладка | | |
| 5.2.1.1. | диапазон наружных диаметров | до 100 мм | руб. |
| 5.2.1.2. | | 108-158 мм | |
| 5.2.1.3. | | 159-218 мм | |
| 5.2.1.4. | | 219-272 мм | |
| 5.2.1.5. | | 273-324 мм | |
| 5.2.1.6. | | 325-425 мм | |
| 5.2.2. | Стальные газопроводы с давлением от 0,005 Мпа до 1,2 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка, подземная прокладка | | |
| 5.2.2.1. | диапазон наружных диаметров | до 100 мм | руб. |
| 5.2.2.2. | | 108-158 мм | |
| 5.2.2.3. | | 159-218 мм | |
| 5.2.2.4. | | 219-272 мм | |
| 5.2.2.5. | | 273-324 мм | |
| 5.2.2.6. | | 325-425 мм | |
| 5.2.3. | Полиэтиленовые газопроводы с давлением до 0,6 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка | | |
| 5.2.3.1. | диапазон наружных диаметров | 109 мм и менее | руб. |
| 5.2.3.2. | | 110-159 мм | |
| 5.2.4. | Полиэтиленовые газопроводы диаметром 109 мм и менее, с давлением свыше 0,6 Мпа до 1,2 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка | | руб. |

*Ставка включает стоимость проведения экспертизы проектной документации.

Стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы по подключению (технологическому присоединению) газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям ГУП НАО «Ненецкая коммунальная компания» в пределах границ земельного участка заявителя определены в следующих размерах:

| № п/п | Наименование тарифной ставки | Единица измерения | Размер тарифной ставки (без НДС) |
|-------|---|-------------------|----------------------------------|
| 1. | Стандартизированная тарифная ставка на проектирование сети газопотребления, С ^{пр} | (руб.) | 10 964,00 |
| 2. | Стандартизированная тарифная ставка на установку пункта редуцирования газа (пропускная способность до 10 м ³ , 11-20 м ³ , 21-31 м ³ , 32-49 м ³)*, С ^{прг} | (руб.) | 338 170,29 |

| | | | |
|----|--|--------|----------|
| 3. | Стандартизированная тарифная ставка на установку отключающих устройств, C^{ou} | (руб.) | 244,00 |
| 4. | Стандартизированная тарифная ставка на установку прибора учета газа, C^{ny} | (руб.) | 5 042,00 |

*Размер стандартизированной тарифной ставки рассчитан без учета стоимости пункта редуцирования газа.

РЕШИЛИ:

Установить на период с 01 января по 31 декабря 2021 года:

1) стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования с максимальным расходом газа 500 куб. метров газа в час и менее и (или) проектным рабочим давлением в присоединяемом газопроводе 0,6 МПа и менее к газораспределительным сетям государственного унитарного предприятия Ненецкого автономного округа «Ненецкая коммунальная компания» (далее – ГУП НАО «Ненецкая коммунальная компания»), в следующем размере:

| № п/п | Наименование тарифной ставки | | Единица измерения | Размер тарифной ставки (без НДС) |
|-------|--|-----------------------------|---------------------|----------------------------------|
| 1. | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов ГРО, связанных с проектированием ГРО газопровода диаметром до 100 мм, п-ной протяженности и подземной прокладки, в расчете на одно подключение (технологическое присоединение) *, C_1 : | | | |
| 1.1. | Протяженность проектируемого газопровода | 1001 – 2000 м | (руб.) | 3 828 030,95 |
| 2. | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов ГРО, связанных со строительством стальных газопроводов подземной прокладки, в расчете на 1 км, C_2 | | | |
| 2.1. | диапазон наружных диаметров | до 50 мм | руб./км | 1 163 750,80 |
| 2.2. | | 51-100 мм | | 2 275 176,43 |
| 2.3. | | 101-158 мм | | 3 499 697,04 |
| 3. | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов ГРО, связанных со строительством полиэтиленового газопровода j-того диапазона диаметров, в расчете на 1 км, C_3 | | | |
| 3.1. | диапазон наружных диаметров | 109 мм и менее | руб./км | 1 542 785,51 |
| 3.2. | | 110-159 мм | | 2 329 222,71 |
| 4. | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов ГРО, связанных с проектированием и строительством пунктов редуцирования газа m-ного диапазона максимального часового расхода газа в расчете на 1 м ³ , C_5 | | | |
| 4.1. | максимальный часовой расход газа | до 40 м ³ /час | руб./м ³ | 61 356,63 |
| 4.2. | | 40-99 м ³ /час | | 40 904,42 |
| 4.3. | | 100-399 м ³ /час | | 8 180,88 |
| 4.4. | | 400-999 м ³ /час | | 5 092,73 |
| 5. | Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов ГРО, связанных с мониторингом выполнения Заявителем технических условий и осуществлением фактического присоединения к газораспределительной сети ГРО, бесхозяйной газораспределительной сети или сети газораспределения и (или) газопотребления основного абонента, посредством осуществления комплекса технических мероприятий, обеспечивающих физическое соединение (контакт) g-тым способом врезки сети газопотребления Заявителя и существующего или вновь построенного стального i-того диапазона диаметров (полиэтиленового j-того диапазона диаметров) | | | |

| № п/п | Наименование тарифной ставки | Единица измерения | Размер тарифной ставки (без НДС) | |
|----------|--|-------------------|----------------------------------|-----------|
| | газопровода ГРО, а также бесхозного газопровода или газопровода основного абонента, выполненного k-тым типом прокладки, и проведением пуска газа в газоиспользующее оборудование Заявителя с разбивкой по следующим ставкам, С ₇ : | | | |
| 5.1. | Стандартизированная тарифная ставка, связанная с мониторингом выполнения Заявителем технических условий, С _{7.1} | | | |
| 5.1.1. | Стальные газопроводы с давлением до 0,005 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка, подземная прокладка | | | |
| 5.1.1.1. | диапазон наружных диаметров | до 100 мм | руб. | 12 332,96 |
| 5.1.1.2. | | 101-158 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.1.3. | | 159-218 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.1.4. | | 219-272 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.1.5. | | 273-324 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.1.6. | | 325-425 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.2. | Стальные газопроводы с давлением от 0,005 Мпа до 1,2 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка, подземная прокладка | | | |
| 5.1.2.1. | диапазон наружных диаметров | до 100 мм | руб. | 12 332,96 |
| 5.1.2.2. | | 108-158 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.2.3. | | 159-218 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.2.4. | | 219-272 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.2.5. | | 273-324 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.2.6. | | 325-425 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.3. | Полиэтиленовые газопроводы с давлением до 0,6 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка | | | |
| 5.1.3.1. | диапазон наружных диаметров | 109 мм и менее | руб. | 12 332,96 |
| 5.1.3.2. | | 110-159 мм | | 12 332,96 |
| 5.1.4. | Полиэтиленовые газопроводы с давлением свыше 0,6 Мпа до 1,2 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка | | | |
| 5.1.4.1. | диапазон наружных диаметров | 109 мм и менее | руб. | 12 332,96 |
| 5.1.4.2. | | 110-159 мм | | 12 332,96 |
| 5.2. | Стандартизированная тарифная ставка, связанной с осуществлением фактического присоединения к газораспределительной сети ГРО, бесхозной газораспределительной сети или сети газораспределения и (или) газопотребления основного абонента, посредством осуществления комплекса технических мероприятий, обеспечивающих физическое соединение (контакт) g-тым способом врезки сети газопотребления Заявителя и существующего или вновь построенного стального i-того диапазона диаметров (полиэтиленового j-того диапазона диаметров) газопровода ГРО, бесхозного газопровода или газопровода основного абонента, выполненного k-тым типом прокладки, и проведением пуска газа, в расчете на одно подключение (технологическое присоединение), С _{7.2} | | | |
| 5.2.1. | Стальные газопроводы с давлением до 0,005 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка, подземная прокладка | | | |
| 5.2.1.1. | диапазон наружных диаметров | до 100 мм | руб. | 11 210,00 |
| 5.2.1.2. | | 108-158 мм | | 14 690,00 |
| 5.2.1.3. | | 159-218 мм | | 20 130,00 |
| 5.2.1.4. | | 219-272 мм | | 24 230,00 |
| 5.2.1.5. | | 273-324 мм | | 26 930,00 |
| 5.2.1.6. | | 325-425 мм | | 35 700,00 |
| 5.2.2. | Стальные газопроводы с давлением от 0,005 Мпа до 1,2 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка, подземная прокладка | | | |
| 5.2.2.1. | диапазон наружных диаметров | до 100 мм | руб. | 11 210,00 |
| 5.2.2.2. | | 108-158 мм | | 14 690,00 |
| 5.2.2.3. | | 159-218 мм | | 20 130,00 |
| 5.2.2.4. | | 219-272 мм | | 24 230,00 |

| № п/п | Наименование тарифной ставки | Единица измерения | Размер тарифной ставки (без НДС) |
|----------|---|-------------------|----------------------------------|
| 5.2.2.5. | | 273-324 мм | 26 930,00 |
| 5.2.2.6. | | 325-425 мм | 35 700,00 |
| 5.2.3. | Полиэтиленовые газопроводы с давлением до 0,6 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка | | |
| 5.2.3.1. | диапазон наружных | 109 мм и менее | руб. |
| 5.2.3.2. | диаметров | 110-159 мм | |
| 5.2.4. | Полиэтиленовые газопроводы диаметром 109 мм и менее, с давлением свыше 0,6 Мпа до 1,2 Мпа (включительно) в газопроводе, в который осуществляется врезка | | руб. |
| | | | 17 610,00 |

*Ставка включает стоимость проведения экспертизы проектной документации.

2) стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы по подключению (технологическому присоединению) газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям ГУП НАО «Ненецкая коммунальная компания» в пределах границ земельного участка заявителя, в следующем размере:

| № п/п | Наименование тарифной ставки | Единица измерения | Размер тарифной ставки (без НДС) |
|-------|--|-------------------|----------------------------------|
| 1. | Стандартизированная тарифная ставка на проектирование сети газопотребления, С ^{пр} | (руб.) | 10 964,00 |
| 2. | Стандартизированная тарифная ставка на установку пункта редуцирования газа (пропускная способность до 10 м ³ , 11-20 м ³ , 21-31 м ³ , 32-49 м ³) *, С ^{прг} | (руб.) | 338 170,29 |
| 3. | Стандартизированная тарифная ставка на установку отключающих устройств, С ^{оу} | (руб.) | 244,00 |
| 4. | Стандартизированная тарифная ставка на установку прибора учета газа, С ^{пу} | (руб.) | 5 042,00 |

*Размер стандартизированной тарифной ставки рассчитан без учета стоимости пункта редуцирования газа.

Результаты голосования: «За» - единогласно.

От представителя УФАС по НАО по рассматриваемому вопросу возражений не поступило.

4. Об установлении платы за подключение (технологическое присоединение) к системам теплоснабжения и порядка компенсации выпадающих доходов, связанных с подключением (технологическим присоединением) к системам теплоснабжения на территории Ненецкого автономного округа

(докладчик Тихомирова Л.В.)

С 2020 года внесены изменения в Основы ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075, предусматривающие установление платы за подключение на экономически обоснованном уровне, независимо от подключаемой нагрузки объекта. При этом Правительством Российской Федерации дополнительно предоставлено право органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов установления льготного размера платы за подключение объектов с подключаемой тепловой нагрузкой до 0,1 Гкал/Ч

с одновременным установлением порядка компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих организаций.

Предлагается установить и ввести в действие на территории Ненецкого автономного округа льготный размер платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения для потребителей, подключаемая тепловая нагрузка объекта капитального строительства которых не превышает 0,1 Гкал/ч, с учетом ранее присоединенной нагрузки в данной точке подключения в размере 550 рублей с учетом НДС или 458,33 рубля без учета НДС.

Льготный размер платы за подключение применяется в случае наличия технической возможности подключения и не может быть применен более одного раза при подключении объекта капитального строительства, принадлежащего потребителю на праве собственности или на ином законном основании, расположенного в границах муниципального района, городского округа Ненецкого автономного округа.

Утвердить Порядок компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, возникающих в результате установления льготного размера платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения для потребителей, подключаемая тепловая нагрузка объекта капитального строительства которых не превышает 0,1 Гкал/ч, с учетом ранее присоединенной тепловой нагрузки в данной точке подключения.

РЕШИЛИ:

1. Установить и ввести в действие на территории Ненецкого автономного округа льготный размер платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения для потребителей, подключаемая тепловая нагрузка объекта капитального строительства которых не превышает 0,1 Гкал/ч, с учетом ранее присоединенной нагрузки в данной точке подключения в размере 550 рублей с учетом НДС или 458,33 рубля без учета НДС.

Льготный размер платы за подключение применяется в случае наличия технической возможности подключения и не может быть применен более одного раза при подключении объекта капитального строительства, принадлежащего потребителю на праве собственности или на ином законном основании, расположенного в границах муниципального района, городского округа Ненецкого автономного округа.

2. Утвердить Порядок компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, возникающих в результате установления льготного размера платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения для потребителей, подключаемая тепловая нагрузка объекта капитального строительства которых не превышает 0,1 Гкал/ч, с учетом ранее присоединенной тепловой нагрузки в данной точке подключения.

Результаты голосования: «За» - единогласно.

От представителя УФАС по НАО по рассматриваемому вопросу возражений не поступило.

Председательствующий



С.А. Андриянов

Секретарь



А.В. Дудакалов