



ПРОТОКОЛ

№ 42

София, 14.03.2019 година

Днес, 14.03.2019 г. от 10:23 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Владко Владимиров, Евгения Харитонова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, А. Иванова - директор на дирекция „Природен газ“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“ и експерти на КЕВР.

Председателят установи, че няма възражения по проекта за дневен ред и няма други предложения, както и няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно заявления от „Каварна газ“ ООД за утвърждаване на цени за пренос по газоразпределителна мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Каварна и Шабла за регулаторен период 2019 – 2023 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева, Сирма Денчева, Любослава Джоргова, Ваня Василева

2. Проект на решение относно заявление от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителна мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителна мрежа на обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, за регулаторен период 2019 – 2023 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева, Сирма Денчева, Любослава Джоргова, Ваня Василева

3. Проект на решение относно заявление от „Газтрейд Сливен“ ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен за периода 2019 –

2023 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир,
Грета Дечева, Михаела Андреева, Ваня Василева

4. Проект на решение относено заявление от „Комекес” АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков за регулаторен период 2019 – 2023 г.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова, Ремзия Тахир,
Грета Дечева, Сирма Денчева, Любослава Джоргова, Ваня Василева

По т.1. Комисията, след като разгледа подаденото от „Каварна газ” ООД **заявление за утвърждаване на цени за пренос природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за на териториите на общините Каварна и Шабла, за периода 2019 – 2023 г.**, доклад с вх. № Е-Дк-72 от 01.02.2019 г., събраните данни от проведените на 18.02.2019 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадени в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявления с вх. № Е-15-22-12 от 01.10.2018 г. за утвърждаване на цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и заявление от „Каварна газ” ООД с вх. № Е-15-22-13 от 01.10.2018 г. за утвърждаване на цени за пренос по газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа (ГРМ) на териториите на общините Каварна и Шабла за регулаторен период 2019 – 2023 г.

Със Заповед № 3-Е-138 от 03.10.2018 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед от формална страна на горесцитираните заявления и приложенията към тях за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране цените на природния газ (НРЦПГ).

След извършена проверка на заявленията по реда на чл. 28, ал. 2 от НРЦПГ са установени непълноти, поради което с писмо с изх. № Е-15-22-12 от 08.10.2018 г. е изискано „Каварна газ” ООД да представи копие от договор за наем. С писмо с вх. № Е-15-22-12 от 17.10.2018 г. заявителят е представил копие от договор за наем, ведно с приемо-предавателен протокол.

На основание § 10 от Преходните и заключителни разпоредби към Наредба за изменение и допълнение на НРЦПГ (обн. ДВ, бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г.), с писмо с изх. № Е-15-22-12 от 29.11.2018 г. е изискано „Каварна газ” ООД да преработи заявленията за утвърждаване на цени в съответствие с измененията и допълненията в цитираната наредба.

Дружеството е представило преработени заявления: с вх. № Е-15-22-12#5 от 20.12.2018 г. за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по ГРМ и цени за присъединяване и с вх. № Е-15-22-12#6 от 20.12.2018 г. за утвърждаване на цени за снабдяване от краен снабдител, ведно с приложенията към тях.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-72 от 01.02.2019 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по Протокол № 13 от 06.02.2019 г., по т. 2 и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 18.02.2019 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Каварна газ” ООД е заявил, че е съгласен с доклада. Съгласно

чл. 14 от ЗЕ, на 18.02.2019 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Каварна газ“ ООД е заявил, че няма възражение по проекта на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в КЕВР не са постъпили становища от заинтересовани лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Каварна газ“ ООД.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено следното:

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи, подлежат на регулиране от Комисията.

„Каварна газ“ ООД е титуляр на лицензия № Л-154-08 от 2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-154-12 от 2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за териториите на общините Каварна и Шабла, издадени за срок до 17.12.2039 г.

С Решение № Ц-32 от 17.09.2015 г. Комисията е утвърдила на „Каварна газ“ ООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Каварна и община Шабла при регулаторен период до 2018 г. включително. С Решение № Ц-25 от 18.10.2017 г. Комисията е утвърдила на „Каварна газ“ ООД цени за пренос на природен газ през ГРМ на територията на община Каварна и община Шабла, в резултат на извършена корекция съгласно чл. 25, ал. 2, т. 3 от НРЦПГ, с разликата между прогнозните и отчетените от дружеството инвестиции в нетекущи активи за 2016 г.

„Каварна газ“ ООД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копие на съобщението, публикувано във вестник „Каварна плюс“, брой 13 от 27 август 2018 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, заявителят е представил копие на Договор от 18.12.2001 г. за доставка на природен газ, сключен с „Проучване и добив на нефт и газ“ ЕАД с точка на доставка на количества природен газ от находище „Българево“. Представени са 4 броя анекси към този договор - Анекс № 50 от 29.12.2017 г., Анекс № 51 от 30.03.2018 г., Анекс № 52 от 30.06.2018 г. и Анекс № 53 от 01.10.2018 г. относно цената на природния газ за съответните тримесечия на 2018 г. От тези документи е видно, че заплащането на природния газ от „Каварна газ“ ООД е по утвърдената цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на 2018 г.

Дружеството е предоставило и Договор за покупка и продажба на природен газ от 01.02.2011 г., сключен между „Каварна газ“ ООД и „Проучване и добив на нефт и газ“ ЕАД с точка на доставка на количества природен газ от находище „Дуранкулак“. Представени са 4 броя анекси към този договор - Анекс № 28 от 29.12.2017 г., Анекс № 29 от 30.03.2018 г., Анекс № 30 от 30.06.2018 г. и Анекс № 31 от 01.10.2018 г. относно цената на природния газ за съответните тримесечия на 2018 г. От тези документи е видно, че заплащането на природния газ от „Каварна газ“ ООД е по утвърдената цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на 2018 г.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

„Каварна газ“ ООД посочва, че дефинирането на тарифните групи и подгрупи потребители е извършено на база маркетингово проучване на бъдещи клиенти и

действително присъединените клиенти към ГРМ на дружеството. Заявителят счита, че предложените тарифни групи гарантират оптимално обхващане на тези клиенти в предложените групи според очакваното им годишно потребление.

„Каварна газ” ООД е диференцирало клиентите на природен газ в зависимост от вида и основната им дейност и сходни характеристики на потребление, на три основни групи: *промишлени клиенти*, включващи предприятия, заводи, фабрики, производствени цехове, работилници и др.; *обществено-административни и търговски клиенти*, включващи учебни, здравни, социални и културни заведения, училища, детски градини, болници, домове за възрастни, църкви, хотели, ресторанти, търговски обекти, спа центрове, спортни зали, кина и др.; и *битови клиенти* – домакинства.

Промишлените и обществено-административни клиенти са разделени на подгрупи в зависимост от годишното потребление на природен газ. Диференцирането на подгрупите е въз основа на натрупаните от дружеството данни за доставените количества природен газ през изминалите регулаторни периоди, както и за очакваното потребление на новоприсъединени клиенти през периода 2019 – 2023 г. Промишлени клиенти са разделени на подгрупи до 500 MWh/год. вкл. и над 500 MWh/год., а обществено-административните и търговски клиенти са разделени на: до 50 MWh/год. вкл., над 50 MWh/год. до 500 MWh/год. вкл. и над 500 MWh/год. Заявителят не предлага подгрупа промишлени или обществено-административни клиенти с годишно потребление над 1000 MWh, тъй като в регулаторния период не се планира изграждането на такива предприятия на територията на общините Каварна и Шабла.

Предвид горното, предложената от дружеството тарифна структура отговаря на изискванията на чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ.

Предложените за утвърждаване от „Каварна газ“ ООД цени за пренос на природен газ през ГРМ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за новия регулаторен период са посочени в Таблица № 1:

Цени за пренос през ГРМ и снабдяване с природен газ

Таблица № 1

Групи и подгрупи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промишлени		
до 500 MWh/год. вкл.	14,84	1,00
над 500 MWh/год.	11,84	1,00
Обществено-административни и търговски		
до 50 MWh/год. вкл.	24,09	1,55
над 50 MWh/год. до 500 MWh/год. вкл.	18,69	1,55
над 500 MWh/год.	15,15	1,55
Битови	24,51	5,38

Забележка: в предложените за утвърждаване цени не са включени ДДС и акциз.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Каварна газ” ООД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2019 до 2023 г.), което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

2. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. В Таблица № 2 са представени общите разходи за периода, разпределени по дейности:

Наименование	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.	хил. лв.	411	448	473	485	514	2331	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	342	377	398	406	430	1953	84%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	69	72	75	79	84	379	16%

Според заявителя, в прогнозните разходи са включени такива, които са пряко свързани с лицензионните дейности. Формираните от дружеството разходи са при ценови нива към 2018 г. и въз основа на прогнозното развитие на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи и подгрупи клиенти; отчетна и балансова стойност на ГРМ; отчетна и балансова стойност на други дълготрайни активи (сгради, нематериални активи, други материални активи), необходими за извършването на лицензионните дейности; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и съоръженията, и обслужване на клиентите. Прогнозните разходи на „Каварна газ“ ООД общо за лицензионните дейности са в размер на 2331 хил. лв. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ включват разходи за пренос на природен газ и отчитането му. Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ включват разходи за продажба на природен газ на клиенти, фактуриране и инкасиране на стойността на потребения газ. За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени, както следва: разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ, представляващи УПР и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

2.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 84% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 342 хил. лв. през 2019 г. на 430 хил. лв. през 2023 г.

Условно-постоянните разходи представляват 98% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Тези разходи не зависят от количествата природен газ и са прогнозирани по години без отчитане на инфлация за периода. В разходите за текущ и аварийен ремонт са посочени само разходите за ремонт, които не водят до увеличаване на стойността на активите. УПР са разделени по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали са с относителен дял 7,5% от УПР, като нарастват от 26 хил. лв. през 2019 г. на 32 хил. лв. през 2023 г. Те включват: разходи за материали за текущо поддържане на ГРМ (52% от общите разходи за материали), включващи: резервни части за ремонт на линейната част, планирани на база дължината на мрежата и резервните части за ремонт на съоръженията, прогнозирани на база брой монтирани съоръжения, както и разходите за гориво за транспорт, които са съобразени с отдалечеността на населените места и са планирани спрямо отчетните данни. Те са прогнозирани средно по 300 лв. на автомобил на месец за наличните автомобили на базата на необходимия среден пробег на транспортните средства на дружеството за обслужване на дейността, като са обвързани и с прогнозната дължина на ГРМ. Планирани са и разходи за работно облекло в зависимост от броя персонал, по 300 лв./човек. Включват се и разходи за канцеларски материали, планирани по 150 лв./служител/год.

Разходите за външни услуги са с относителен дял 23% от УПР, като нарастват от 73 хил. лв. през 2019 г. на 105 хил. лв. през 2023 г. Те включват:

- *разходи за застраховки* на ГРМ, вкл. задължителните имуществена

застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“, планирани на база отчетната стойност на линейната част и съоръженията, както и застраховката на персонал за съответната дейност. Тези разходи са 12% от разходите за външни услуги и са в съответствие с направените до момента разходи за застраховки.

- *разходи за данъци и такси*, които са прогнозирани на база действащата нормативна уредба, в т.ч. лицензионни такси, планирани в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката. В последната година от регулаторния период са планирани допълнителни разходи за такси за разглеждане на заявления за утвърждаване на цени и одобряване на бизнес план за следващия период, които са 5,7% от разходите за външни услуги.

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти* са планирани на база пазарни цени на услугите към момента и на реално извършените разходи и подписани абонаментни договори за предходната година. Прогнозирани са средно по 20 лв. на месец на служител за пощенски разходи и разходи за телефони и sim карти за обектите на дружеството (ИКУНК), като към това перо са включени абонаментните разходи по действащите договори за поддръжка на програмното осигуряване за издаване на фактури и за изготвяне на заплатите на служителите.

- *разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност* са определени съгласно Наредбата за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ, и включват: разходи за сервизно обслужване на линейните газопроводи и съоръженията по ГРМ; разходи за поддържане на аварийна готовност; разходи за абонаментна поддръжка на специализиран софтуер за обслужване на дейността и разходи за отчитане на средствата за търговско измерване. Общите планирани разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност са средно по 1100 лв./месечно.

- *разходите за охрана* включват разходи за СОТ и противопожарна охрана, и представляват 3% от разходите за външни услуги;

- *разходите за наеми* на офис, които са 8% от разходите за външни услуги и са планирани в съответствие със сключен договор за наем, в размер на 300 лв./месец (от които 240 лв. за дейност „разпределение на природен газ“). През 2020 г. дружеството предвижда наемане на допълнително помещение към офиса за склад с размер на наема, съответстващ на досегашния.

- *разходи за проверка на уреди* представляват 9% от разходите за външни услуги и са планирани съгласно глава трета „Ред за извършване на контрол на средствата за измерване“ и глава четвърта „Знаци за удостоверяване на резултатите от контрола на средствата за измерване“ от Наредба за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол (НСИПМК), както и съгласно Тарифа № 11 за таксите, които се събират в системата на Държавната агенция за метрологичен и технически надзор по Закона за държавните такси. Планираните разходи са различни в годините от регулаторния период, като са формирани на база брой задължителни за проверка уреди, съгласно програма на планираните за извършване проверки на съоръжения за регулаторния период и средна цена за проверка на съответно средство за търговско измерване на лицензирани лаборатории към датата на изготвяне на бизнес плана.

- *съдебни разходи* представляват 1% от разходите за външни услуги, по 1000 лв. за всяка година от прогнозния период;

- *експертни и одиторски разходи*, които са прогнозирани на база годишен разход за 2018 г. за съответната дейност и представляват 36% от разходите за външни услуги, в размер на 2600 хил. лв. на месец. В това перо са включени разходи за технически надзор, за финансов одит, за одит на системата за управление на качеството и за енергийния одит по Закона за енергийна ефективност и са в съответствие със сключените договори;

- *разходи за вода, отопление и осветление* представляват около 2% от разходите

за външни услуги и са планирани в зависимост от отчетения за предходен период и очакван годишен разход, средно по 150 лв. месечно.

Разходите за амортизации представляват 31% от УПР и намаляват от 123 хил. лв. през 2019 г. на 115 хил. лв. през 2023 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, както и на база амортизационния срок на активите. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 30% от УПР за дейността „разпределение на природен газ“ и се увеличават от 87 хил. лв. през 2019 г. на 132 хил. лв. през 2023 г. Те включват разходите за заплати на персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата и на административно-управленския персонал, съобразени с нивата на възнагражденията в сектора и в региона. През първата година от регулаторния период планираните разходи са в размер на изплащаните до момента възнаграждения на персонала на дружеството (5 служители, заети с тази дейност и управленски персонал). През 2020 г. се предвижда назначаването на един нов служител.

Разходите за социални осигуровки са с относителен дял 5% от УПР и представляват 18% от предвидените средства за заплати и възнаграждения. Тези разходи се увеличават от 16 хил. лв. през 2019 г. на 24 хил. лв. през 2023 г. и включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др. Тези разходи са в зависимост от числеността на персонала.

Други разходи представляват 3% от УПР и се увеличават от 9 хил. лв. през 2019 г. на 12 хил. лв. през 2023 г. Тези разходи включват: разходи за маркетинг и реклама, свързани с консултирането на клиентите по процедурата за присъединяване, подписване на договор за присъединяване и изпълнението му. Този разход е в размер средно на 5 хил. лв. на година и е необходим, за да бъдат привлечени нови клиенти или да бъдат активирани вече отказалите се от газификация клиенти. Включени са и: разходи за охрана на труда (трудова медицина), прогнозирани като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност и средния годишен разход през предходната година по 16 лв./служител/месец; разходи за командировки и обучение на персонала, прогнозирани в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност през предходни години, в размер на 350 лв./служител/г.; разходи за публикации, които са прогнозирани съгласно аналогични разходи в предходна година, на база шест публикации годишно, при средна стойност на рекламното каре от 300 лв.

Променливите разходи пряко зависят от пренесените и доставени количества природен газ и представляват 2% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават от 6 хил. лв. през 2019 г. на 7 хил. лв. през 2023 г. Променливите разходи включват: разходи за одорант, които се отнасят само за тази дейност, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, в размер на 0,72 лв./1000 m³ природен газ (25 mg/1000 m³); разходи, свързани със загуби на природен газ, прогнозирани в размер на 0,4% от планираните количества природен газ, както и други променливи разходи за дейността, планирани в размер на 1000 лв./годишно.

2.2. Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ представляват 16% от общите планирани разходи на дружеството през регулаторния период и включват само УПР. Прогнозираните разходи за дейността нарастват от 69 хил. лв. за 2019 г. на 84 хил. лв. през 2023 г. Структурата на разходите за тази дейност е, както следва:

Разходите за материали са с относителен дял 9%, в размер на средно около 7 хил. лв. годишно от регулаторния период и включват: разходи за канцеларски материали, средно по 15 лв./служител/месец; разходи за работно облекло, планирани в зависимост от броя персонал, годишно по 300 лв./човек; разходи за гориво за транспорт, средно по 160 лв. на месец за един автомобил; разходи за материали за текущо поддръжане, планирани

на база реално извършваните разходи през отчетните години, средно по 160 лв./месец през регулаторния период.

Разходите за външни услуги представляват 25% от общите разходи за дейността, като се увеличават от 15 хил. лв. за 2019 г. на 23 хил. лв. през 2023 г. Тези разходи включват: разходи за застраховки на компютърна техника, с която се осъществява поддръжане на базата данни след инкасиране и измерване на доставеното количество природен газ на клиентите на дружеството; пощенски разходи и разходи за телефони и за абонаменти, средно в размер на 2 хил. лв. годишно, равняващо се на 170 лв. месечно. Тук са включени и част от абонаментните разходи по действащите договори за поддръжка на програмното осигуряване за издаването на фактури и за изготвяне на заплатите на служителите; разходи за наем на офис по 60 лв. месечно съгласно действащия договор за наем и 90 лв. за допълнителен наем от 2020 г.; разходи за лицензионна такса и данъци, представляващи 16% от разходите за външни услуги, в размер на около 3000 лв. годишно, прогнозирани на основание Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката.

Разходите за амортизации представляват 3% от разходите, предвидени за дейността и са в размер на 4,8 хил. лв. през първата година и намаляват до 1,2 хил. лв. през последната година от регулаторния период.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 47% от разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, като се увеличават от 32 хил. лв. през 2019 на 39 хил. лв. през 2023 г. Планирани са възнаграждения за двама пряко заети с тази дейност служители, единият от които ще бъде назначен през 2019 г.

Разходите за социални осигуровки представляват 8% от разходите за дейността и са планирани в съответствие с нормативните изисквания.

Социални разходи са предвидени в размер на 500 лв./годишно на служител и представляват 1,65% от общите разходи за дейността.

Други разходи са с относителен дял 5,6% в общия обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и са в размер около 4 хил. лв. за всяка година от регулаторния период, и включват: разходи за реклама и маркетинг дейност по 2 хил. лв. годишно; разходи за охрана на труда, прогнозирани като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност и средния годишен разход по 16 лв./служител/месец; разходи за публикации, като са предвидени три публикации всяка на средна стойност 300 лв., за всяка година от регулаторния период.

През регулаторен период 2019 – 2023 г. няма планирани променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ“, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ.

От извършения анализ на прогнозния размер на разходите, като част от необходимите годишни приходи на цените за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ може да се направи извода, че са икономически обосновани.

3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Каварна газ“ ООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2019 – 2023 г. е в размер на 7,78%, изчислена при използване на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 7% и при отчитане на данъчните задължения.

Според чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на предприятието, финансова история на предприятието, на основата на статистически данни за пазарните величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с

изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business¹ и на Българската народна банка (БНБ)². Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Каварна газ” ООД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

При изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Каварна газ” ООД е използван безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните от Западна Европа в размер на 0,67 за 2019 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При преобразуването на безлостовия коефициент в лостов, същият запазва размера си от 0,67 предвид капиталовата структура на дружеството и факта, че то не възнамерява да ползва привлечени средства. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,60%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,96%) и премията за специфичния за държавата риск (2,64%) по актуализирани данни от месец януари 2019 г. от посочения по-горе източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 0,8922%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период януари – декември 2018 г.

При прилагане на горепосочените параметри, нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Каварна газ” ООД се изчислява в размер на 6,65%, която е по-ниска от предложената от дружеството.

Предвид горното, е обосновано за регулаторен период 2019 – 2023 г. предложената от „Каварна газ” ООД среднопотеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,78% да се коригира на 7,39%, изчислена при използване на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 6,65% и при отчитане на данъчните задължения.

Намалението на среднопотеглената норма на възвръщаемост на капитала на дружеството води до промяна на възвръщаемостта върху активите, а в резултат и на необходимите годишни приходи като ценообразуващ елемент на цените.

4. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал.

Предвид коригираната норма на възвръщаемост на капитала, възвръщаемостта на активите за дейност „разпределение на природен газ“ намалява, както следва: от 93 хил. лв. на 89 хил. лв. за 2019 г.; от 90 хил. лв. на 85 хил. лв. за 2020 г.; от 87 хил. лв. на 83 хил. лв. за 2021 г.; от 84 хил. лв. на 80 хил. лв. за 2022 г. и от 82 хил. лв. на 78 хил. лв. за 2023 г.

Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейността „разпределение на природен газ“ по години за регулаторния период са представени в Таблица № 3:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 3

№	Позиция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	1328	1258	1192	1134	1073
2.	Балансова стойност на ДНА	0,024	0	0	0	0
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	157	134	110	86	62

¹ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

² <http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

3.	Необходим оборотен капитал	27	32	35	37	39
4.	Регулаторна база на активите	1198	1156	1117	1085	1050
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,39%	7,39%	7,39%	7,39%	7,39%
6.	Възвръщаемост	89	85	83	80	78
7.	Разходи, в т.ч.:	342	377	398	406	430
8.	УПР	336	370	392	400	423
9.	Променливи разходи	6	6	6	7	7

Предвид коригираната норма на възвръщаемост на капитала, възвръщаемостта на активите за дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ намалява: от 11 247 лв. на 10 684 лв. за 2019 г.; от 11 397 лв. на 10 827 лв. за 2020 г.; от 11 407 лв. на 10 837 лв. за 2021 г.; от 11 577 лв. на 10 998 лв. за 2022 г. и от 11 859 хил. лв. на 11 266 хил. лв. за 2023 г.

Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени в Таблица № 4:

Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 4

№	Позиция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	10	7	5	4	3
2.	Балансова стойност на ДНА	0,007	0	0	0	0
3.	Необходим оборотен капитал	134	140	142	145	150
4.	Регулаторна база на активите	145	147	147	149	152
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,39%	7,39%	7,39%	7,39%	7,39%
6.	Възвръщаемост	11	11	11	11	11
7.	Разходи, в т.ч.:	69	72	75	79	84
8.	УПР	69	72	75	79	84

Размерът на оборотния капитал е изчислен в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2019 – 2023 г. са в размер на 270 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 212 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 58 хил. лв.

5. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваваните разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозираны по години за регулаторния период.

Предвид коригираната норма на възвръщаемост на капитала необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ намаляват, както следва: от 435 хил. лв. на 431 хил. лв. за 2019 г.; от 467 хил. лв. на 462 хил. лв. за 2020 г.; от 485 хил. лв. на 481 хил. лв. за 2021 г.; от 490 хил. лв. на 486 хил. лв. за 2022 г. и от 512 хил. лв. на 507 хил. лв. за 2023 г.

Необходимите годишни приходи, разпределени по групи клиенти за дейност „разпределение на природен газ“, са представени в Таблица № 5:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 5

Клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Промислени	хил. лв.	70	75	77	78	82
ОА и търговски	хил. лв.	133	141	145	145	150
Битови	хил. лв.	228	247	258	263	276
Общо:	хил. лв.	431	462	481	486	507

Предвид коригираната норма на възвръщаемост на капитала необходимите

годишни приходи за дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ намаляват, както следва: от 80 395 лв. на 79 833 лв. за 2019 г.; от 83 335 лв. на 82 765 лв. за 2020 г.; от 86 374 лв. на 85 804 лв. за 2021 г.; от 90 303 лв. на 89 724 лв. за 2022 г. и от 95 601 лв. на 95 008 лв. за 2023 г.

Необходимите годишни приходи, разпределени по групи клиенти за дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, са представени в Таблица № 6:

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ *Таблица № 6*

Клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Промислени	хил. лв.	4	4	4	5	5
ОА и търговски	хил. лв.	10	10	11	11	12
Битови	хил. лв.	66	68	71	74	78
Общо:	хил. лв.	80	83	86	90	95

6. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ през регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството, са представени по години и по групи клиенти в Таблицы № 7 и 8:

Прогнозна консумация *Таблица № 7*

Клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Промислени	MWh/год.	5089	5497	5609	5854	6302
ОА и търговски	MWh/год.	7281	7566	7607	7770	7954
Битови	MWh/год.	10 211	10 318	10 424	10 531	10 647
Общо:	MWh/год.	22 580	23 381	23 640	24 155	24 903

Прогнозен брой клиенти *Таблица № 8*

Клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Промислени	бр.	24	25	26	27	28
ОА и търговски	бр.	104	105	106	107	108
Битови	бр.	951	962	973	984	996
Общо:	бр.	1079	1092	1105	1118	1132

За целите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне на дълготрайните активи (ДА) по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на ДА. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, е разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжението, отклонението) в общия оразмерителен часови разход. Разпределението на възвръщаемостта и УПР между отделните групи клиенти се определя на база избрана характеристика на потребление.

Изменението на стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти и по години е следното: за промишлени намалява от 0,161 през 2019 г. на 0,160 през 2023 г., за обществено-административни и търговски намалява от 0,308 през 2019 г. на 0,295 през 2023 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,532 през 2019 г. на 0,545 през 2023 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента нараства за промишлените клиенти от 0,049 за 2019 г. на 0,052 за 2023 г., за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0,127 за 2019 г. на 0,122 за 2023 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,824 за 2019 г. на 0,826 за 2023 г.

Коефициентът за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчита дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на коефициента за промишлените клиенти нараства през регулаторния период от 0,225 за 2019 г. на 0,253 за 2023 г., за

обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0,322 за 2019 г. на 0,319 за 2023 г., за битовите клиенти намалява от 0,452 за 2019 г. на 0,428 за 2023 г.

7. Определяне на цени

7.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

7.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Съгласно чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните ГРМ, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ.

В резултат на извършените корекции са изчислени следните цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините Каварна и Шабла, представени в Таблица № 9:

Цени за пренос през ГРМ и снабдяване с природен газ **Таблица № 9**

Групи и подгрупи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промишлени		
до 500 MWh/год. вкл.	14,70	0,96
над 500 MWh/год.	11,74	0,96
Обществено-административни и търговски		
до 50 MWh/год. вкл.	23,85	1,52
над 50 MWh/год. до 500 MWh/год. вкл.	18,53	1,52
над 500 MWh/год.	15,00	1,52
Битови	24,29	5,37

Забележка: в предложените за утвърждаване цени не са включени ДДС и акциз.

В Таблица № 10 е представено сравнение между предложените от „Каварна газ“ ООД цени и коригираните цени:

Таблица № 10

Групи и подгрупи клиенти	Предложени цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Коригирани цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Разлика (лв./MWh)	Разлика в %	Предложени цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)	Коригирани цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)	Разлика (лв./MWh)	Разлика в %
Промишлени								
до 500 MWh/год. вкл.	14,84	14,70	-0,14	-0,94%	1,00	0,96	-0,04	-4,00%
над 500 MWh/год.	11,84	11,74	-0,10	-0,84%	1,00	0,96	-0,04	-4,00%
Обществено-административни и търговски								
до 50 MWh/год. вкл.	24,09	23,85	-0,24	-1,00%	1,55	1,52	-0,03	-1,94%
над 50 MWh/год. до 500 MWh/год. вкл.	18,69	18,53	-0,16	-0,86%	1,55	1,52	-0,03	-1,94%
над 500 MWh/год.	15,15	15	-0,15	-0,99%	1,55	1,52	-0,03	-1,94%
Битови	24,51	24,29	-0,22	-0,90%	5,38	5,37	-0,01	-0,19%

При отчитане размера на корекцията на цените, тези цени ще дадат възможност на „Каварна газ“ ООД да изпълни инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2019 – 2023 г.

7.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към ГРМ се

образува по групи клиенти в зависимост от заявления максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите при образуването на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството се делят на УПР и променливи разходи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на ексекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход, включват изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Цените за присъединяване към ГРМ на „Каварна газ” ООД остават непроменени спрямо предложените от заявителя и са представени в Таблица № 11:

<i>Цени за присъединяване</i>		<i>Таблица № 11</i>	
Групи и подгрупи клиенти		Цени (лв./клиент)	
Промислени			
до 5000 MWh/час			2731
до 10 000 MWh/час			3658
над 10 000 MWh/час			4181
Обществено-административни и търговски			
до 700 MWh/час			1506
до 5000 MWh/час			1892
над 5000 MWh/час			2309
Битови			682

Изказвания по т.1.:

Докладва Р. Тахир. Резултатите от анализа на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-72 от 01.02.2019 г. Докладът и проектът на решение са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 2 от Протокол № 13 от 06.02.2019 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. Откритото заседание за обсъждане на доклада е проведено на 18.02.2019 г., на което представителят на „Каварна газ” ООД е заявил, че е съгласен с доклада и че няма забележки. На същата дата е проведено и обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Каварна газ” ООД е заявил, че няма възражение по проекта на решение. В 14-дневния срок, определен съгласно закона, не са постъпили становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Каварна газ” ООД. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 за регулиране на цените на природния газ, работната група предлага на Комисията да приеме следното решение:

1. Утвърждава, считано от 01.04.2019 г., на „Каварна газ” ООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на териториите на общините Каварна и Шабла, за регулаторен период от 2019 до 2023 г. (*в т. 1 са представени цените за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа по групи клиенти и подгрупи: за промишлени клиенти, за обществено-административни и търговски клиенти, за битови клиенти*).

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ (*необходими годишни приходи, количества природен газ, норма на възвръщаемост на капитала*).

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа (*за трите групи клиенти*).

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на териториите на общините Каварна и Шабла (*за промишлени клиенти, за обществено-административни и търговски клиенти, за битови клиенти*).

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по проекта на решение.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.04.2019 г., на „Каварна газ“ ООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на териториите на общините Каварна и Шабла, за регулаторен период от 2019 до 2023 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти:

до 500 MWh/год. вкл. 14,70 лв./MWh;

над 500 MWh/год. 11,74 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти:

до 50 MWh/год. вкл. 23,85 лв./MWh;

над 50 MWh/год. до 500 MWh/год. вкл. 18,53 лв./MWh;

над 500 MWh/год. 15,00 лв./MWh;

1.3. За битови клиенти: 24,29 лв./MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 431 хил. лв., за 2020 г. – 462 хил. лв., за 2021 г. – 481 хил. лв., за 2022 г. – 486 хил. лв., за 2023 г. – 507 хил. лв.

Количества природен газ: за 2019 г. – 22 580 MWh/год., за 2020 г. – 23 381 MWh/год., за 2021 г. – 23 640 MWh/год., за 2022 г. – 24 155 MWh/год., за 2023 г. – 24 903 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,39%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

3.1. За промишлени клиенти: 45,76 лв./MWh.

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 46,32 лв./MWh.

3.3. За битови клиенти: 50,17 лв./MWh.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на годината): 44,80 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 0,96 лв./MWh.

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 1,52 лв./MWh.

4.2.3. За битови клиенти: 5,37 лв./MWh.

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 80 хил. лв., за 2020 г. – 83 хил. лв., за

2021 г. – 86 хил. лв., за 2022 г. – 90 хил. лв., за 2023 г. – 95 хил. лв.

Количества природен газ: за 2019 г. – 22 580 MWh/год., за 2020 г. – 23 381 MWh/год., за 2021 г. – 23 640 MWh/год., за 2022 г. – 24 155 MWh/год., за 2023 г. – 24 903 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,39%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на териториите на общините Каварна и Шабла, както следва:

5.1. За промишлени клиенти:

до 5000 MWh/час	2731 лв./клиент;
до 10 000 MWh/час	3658 лв./клиент;
над 10 000 MWh/час	4181 лв./клиент;

5.2. За обществено-административни и търговски клиенти:

до 700 MWh/час	1506 лв./клиент;
до 5000 MWh/час	1892 лв./клиент;
над 5000 MWh/час	2309 лв./клиент.

5.3. За битови клиенти: 682 лв./клиент.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Владко Владимиров, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Ремзи Осман – за, Владко Владимиров - за, Евгения Харитонова – за), от които **два гласа** (Владко Владимиров, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като разгледа подаденото от „Ситигаз България“ ЕАД **заявление за утвърждаване на цени за пренос природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за обособена територия Тракия и на териториите на общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, за периода 2019 – 2023 г., доклад с вх. № Е-Дк-97 от 06.02.2019 г., събраните данни от проведените на 20.02.2019 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление от „Ситигаз България“ ЕАД с вх. № Е-15-35-19 от 05.10.2018 г., с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителна мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към ГРМ за обособена територия Тракия.

Със Заповед № 3-Е-150 от 08.10.2018 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране цените на природния газ (НРЦПГ).

След извършена проверка на заявленията и приложенията към тях по реда на чл. 28, ал. 2 от НРЦПГ са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-35-19 от 12.10.2018 г. от дружеството е изискано да представи в КЕВР следните данни и документи: преработено заявление за цени с точно посочване на: лицензионната територия, продължителността на регулаторния период на цените, цени за снабдяване с природен газ, които подлежат на регулиране от КЕВР съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8 от ЗЕ, конкретния размер на ценовата компонента по чл. 19а от НРЦПГ за общините Кърджали,

Велинград и Павел баня и обосновка на разходите, които формират ценовата компонента, както и договорите, съгласно които дружеството снабдява клиентите си от цитираните общини със сгъстен природен газ; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, вкл. и действащите анекси към тях съгласно чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ.

С писмо с вх. № Е-15-35-19 от 24.10.2018 г. „Ситигаз България“ ЕАД е представило преработено заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за снабдяване с природен газ, вкл. компонента за снабдяване със сгъстен природен газ (СПГ) за общините Кърджали, Велинград и Павел баня, и цени за присъединяване към ГРМ за територията на регион Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, за регулаторен период 2019 – 2023 г., както и заверени копия на изисканите договори и анекси към тях.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6, заявителят е представил копие на Договор № 374-191 от 31.08.2018 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа. Срокът на действие на договора е от 07.00 часа на 01.01.2019 г. до 07:00 часа на 01.01.2020 г., като може да бъде удължен с подписано от двете страни допълнително споразумение. Заявителят е приложил Рамков договор № 2 от 02.01.2014 г. за предоставяне на услуга за поддържане, ремонтване и преустройство на разпределителни газопроводи и прилежащи съоръжения, подписан с „Технотерм инженеринг“ ЕАД, със срок на договора 5 (пет) години. Представено е и Допълнително споразумение от 02.01.2014 г. към рамковия договор, с предмет извършване на дейност по транспорт и управление на доставките на природен газ с начална точка на транспортиране метанстанция на фирма „ИДА Транс“ ЕООД в гр. Стара Загора и крайна точка - регулираща (декомпресираща) станция на „Ситигаз България“ ЕАД в гр. Кърджали. Видно от Допълнително споразумение от 21.12.2018 г. към Рамковия договор, срокът на допълнителното споразумение се удължава до 01.05.2019 г.

Заявителят е приложил Договор за възлагане на обществена поръчка за услуги № 398 от 06.11.2017 г., сключен с „ИДА Метан“ ООД. Срокът на действие на договора е 12 месеца или до изчерпване на стойността по договора, като в случай, че след изтичане на срока на договора не е изчерпана цялата стойност, договорът може да се удължи едностранно от „Ситигаз България“ ЕАД до изчерпване на стойността, но не по-дълго от 3 месеца. Предмет на цитирания договор е и компресиране на природен газ за нуждите на „Ситигаз България“ ЕАД за гр. Кърджали. Заявителят е приложил и Търговски договор № 025 от 01.01.2018 г. за доставка и продажба на метан (природен газ), сключен с „Глобъл Коммерс-1“ ООД, с предмет продажба на количества метан чрез зареждане вместимостите на автомобилите или други технически средства на „Ситигаз България“ ЕАД. Видно от приложената оферта към този договор, се касае за доставка на компресиран природен газ за захранване на ГРМ на гр. Велинград.

С писмо с вх. № Е-15-35-19 от 29.10.2018 г. „Ситигаз България“ ЕАД е представило неконфиденциален вариант на заявлението си за утвърждаване на цени, ведно със съответните справки от финансовия модел.

На основание § 10 от Преходните и заключителни разпоредби към Наредба за изменение и допълнение на НРЦПГ (обн. ДВ, бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г.), с писмо с изх. № Е-15-35-19 от 29.11.2018 г. е изискано „Ситигаз България“ ЕАД да преработи заявлението за утвърждаване на цени в съответствие с измененията и допълненията в цитираната наредба.

С писмо с вх. № Е-15-35-19 от 19.12.2018 г. „Ситигаз България“ ЕАД е представило преработено заявление за утвърждаване на цени, ведно с преработен бизнес план за периода 2019 – 2023 г.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-97 от 06.02.2019 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по Протокол № 18 от 11.02.2019 г., по т. 4 и са публикувани на интернет страницата на

Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 20.02.2019 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителите на „Ситигаз България“ ЕАД са заявили, че са съгласни с доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 20.02.2019 г. е проведено обществено обсъждане на приетия проект на решение, на което представителите на „Ситигаз България“ ЕАД са заявили, че нямат възражение по проекта на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в КЕВР не са постъпили становища от заинтересовани лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Ситигаз България“ ЕАД.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено следното:

„Ситигаз България“ ЕАД е титуляр на лицензии № Л-209-08 от 03.10.2006 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и № Л-209-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, за срок до 20.09.2040 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-16 от 18.05.2015 г. Комисията е утвърдила на „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ, приложими за територията на регион Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, при продължителност на регулаторния период до 2018 г. включително.

„Ситигаз България“ ЕАД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ, за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копие на съобщението за предложените за утвърждаване цени, публикувано във вестник „България днес“, брой от 5 септември 2018 г. и във вестник „Местен 24 часа“, брой от 5 септември 2018 г.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

Клиентите на природен газ са диференцирани от заявителя в зависимост от целта, за която клиентите ползват природен газ и са разделени на три основни групи: промишлени, обществено-административни и търговски, и битови. През новия петгодишен период се предвижда сливането на двете подгрупи от промишлените клиенти с най-ниска консумация в една група с потребление до 1000 MWh. В резултат, разпределението на промишлените клиенти по подгрупи е следното: до 1000 MWh; от 1000 до 5000 MWh; от 5000 до 10 000 MWh; от 10 000 до 50 000 MWh и над 50 000 MWh. Ценообразуването за всяка от трите основни групи клиенти е в зависимост от необходимите годишни приходи за дейността и количеството продаден газ.

Предвид горното, предложената от дружеството тарифна структура отговаря на изискванията на чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Ситигаз България“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2019 г. до 2023 г.), което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваваните разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по групи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблицы № 1 и № 2:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 1

Клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Стопански	хил. лв.	7572	7783	7884	7874	7687
Обществено-административни и търговски	хил. лв.	3709	3780	3821	3802	3694
Битови	хил. лв.	2422	2527	2603	2647	2630
Общо:	хил. лв.	13 703	14 090	14 308	14 323	14 011

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 2

Клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Стопански	хил. лв.	282	310	340	348	357
Обществено-административни и търговски	хил. лв.	139	140	141	142	140
Битови	хил. лв.	89	112	138	164	184
Общо:	хил. лв.	510	562	619	654	681

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. В Таблица № 3 са представени общите разходи за периода, разпределени по дейности:

Общо разходи по дейности

Таблица № 3

Наименование	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. лв.	9824	10 144	10 401	10 561	10 253	51 183	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	9575	9895	10 133	10 274	9966	49 842	97%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	249	249	268	287	287	1341	3%

Прогнозните разходи включват само тези разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. Във видовете разходи, които участват при образуването на цените, не са включени финансовите и извънредните разходи, разходите за данъци върху печалбата и разходите за бъдещи периоди. Разходите за дейностите са формирани за петгодишен период при цени към момента на изготвяне на бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2019 – 2023 г. въз основа на прогнозното развитие на параметрите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи клиенти; отчетна и балансова стойност на ГРМ; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 97% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 9575 хил. лв. през 2019 г. на 9966 хил. лв. през 2023 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99,7% от разходите, предвидени

от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали представляват 1,4% от УПР за дейността и се увеличават от 134 хил. лв. през 2019 г. на 143 хил. лв. през 2023 г. Те включват: горива за автотранспорт, прогнозирани на база среден разход на километър изградена ГРМ въз основа на отчетни данни за 2017 г. – 100 лв./км; работно облекло, прогнозирани на база персонал по 250 лв. на човек годишно за закупуване на лятно и зимно облекло; канцеларски материали, прогнозирани според броя на персонала; материали за текущо поддържане, представляващи разходи, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ.

Разходите за външни услуги представляват 20% от УПР и се увеличават от 1934 хил. лв. през 2019 г. на 2041 хил. лв. през 2023 г. Те включват: разходи за застраховки, прогнозирани като 0,11% от стойността на дълготрайните материални активи (ДМА), включващи имуществена застраховка Индустриален пожар, Кражба чрез взлом, Гражданска застраховка юридически лица; данъци и такси, като лицензионните такси са прогнозирани, в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката; пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозирани в зависимост от броя на офисите – един в София и 7 на територията на региона; абонаментно поддържане, включващо разходи за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръжения и одориращи инсталации и разходи за поддържане на аварийна готовност, прогнозирани в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър в размер на 1102 лв.; реклама и рекламни материали, прогнозирани в размер на около 0,11% – 0,12% от годишните приходи; въоръжена и противопожарна охрана, включващи разходи по договор със СОТ и ППО; наеми, включващи наем на офиси и складови бази, на база площ на офисите и среден размер за наем от 4,17 лв./кв. м на месец; проверка на уреди, прогнозирани в размер на 99 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански потребители и по 11 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо битови потребители, при съответната периодичност на проверките; съдебни разходи, прогнозирани като постоянна годишна сума на базата на статистическа информация от предходни години; експертни и одиторски разходи, прогнозирани като 0,06% от стойността на приходите; вода, отопление и осветление, прогнозирани на база площ на офисите и среден разход от 15 лв./м² годишно.

Разходите за амортизации представляват 63% от УПР и се увеличават от 5983 хил. лв. през 2019 г. на 6141 хил. лв. през 2023 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи (ДА) са изчислени по линеен метод. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години, от който е видно как са формирани амортизационните суми за всеки период, общата начислена амортизация за всяка година и балансовата стойност на активите към края на годината. Направено е и обобщение от амортизационните планове на видовете активи и са показани отчетната стойност на активите, годишната амортизационна квота, начислената до съответния период амортизация и балансовите стойности.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 13% от УПР и се увеличават от 1251 хил. лв. през 2019 г. на 1342 хил. лв. през 2023 г. и включват разходи за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозирани са въз основа на разхода за заплати на човек за 2017 г. и броя на персонала. Предвидено е броят на персонала от 42 души да достигне до 46 души в края на регулаторния период.

Разходите за социални осигуровки и надбавки включват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Тези разходи са обвързани с прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки и

представляват 2% от УПР и се увеличават от 166 хил. лв. през 2019 г. на 178 хил. лв. през 2023 г.

Социални разходи представляват 0,4% от УПР за дейността и се увеличават от 36 хил. лв. през 2019 г. на 39 хил. лв. през 2023 г.

Други разходи представляват 0,5% от УПР и се увеличават от 48 хил. лв. през 2019 г. на 50 хил. лв. през 2023 г. Това са разходите за командировки и обучение на персонала и са определени в зависимост от броя на персонала и разхода на човек за отчетния период, съответно по 375 лв. на човек за охрана на труда и за командировки и обучение.

Променливите разходи представляват 0,3% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават от 24 хил. лв. през 2019 г. на 33 хил. лв. през 2023 г. Включват разходи за одорант, прогнозиран при разходна норма от 2,4 mg/MWh, прогнозираните количества за реализация и цената на одоранта и материали за текущо поддържане, прогнозиран като среден разход за едно табло от 1 лв./г.

2.1.2. Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Тези разходи представляват 3% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Те включват само условно-постоянни разходи, като няма планирани променливи разходи, пряко зависещи от количеството пренесен природен газ. Разходите за дейността са в размер от 249 хил. лв. за 2019 г. и нарастват през 2023 г. на 287 хил. лв.

Условно-постоянните разходи представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. УПР за дейността са разпределени по икономически елементи:

Разходите за материали са с относителен дял от 4%, като прогнозираният среден годишен размер е 10 хил. лв. и остават непроменени до края на регулаторния период.

Разходите за външни услуги представляват 43% от разходите за дейността, като прогнозираният среден годишен размер е 114 хил. лв. и остават непроменени до края на регулаторния период.

Разходите за амортизации представляват 31% от разходите, предвидени за дейността, които са в размер на 63 хил. лв. за 2019 г. и нарастват до 101 хил. лв. за 2023 г.

Разходите за заплати и възнаграждения са с относителен дял 19% от разходите за дейността, като прогнозираният среден годишен размер е 52 хил. лв. и остават непроменени до края на регулаторния период.

Разходите за социални осигуровки представляват 2% от разходите за дейността и са планирани в съответствие с нормативните изисквания, като прогнозираният среден годишен размер е 5 хил. лв.

Социалните разходи остават непроменени от 3 хил. лв. годишно през регулаторния период и представляват 1% от разходите, предвидени от дружеството за дейността.

Други разходи са с относителен дял 0,8% в общия обем на разходите за дейността и са в размер на 2 хил. лв. за всяка година от регулаторния период.

Съгласно чл.19а от НРЦПГ в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със сгъстен природен газ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природен газ.

От представената обосновка е видно, че поради липса на връзка с газопреносната система, заявителят доставя СПГ на клиентите си от общините Кърджали и Велинград. През периода 2019 – 2023 г. дружеството предвижда да изгради декомпресираща станция за захранване със СПГ в община Павел баня.

Разходите за снабдяване със СПГ в община Кърджали, са както следва:

Компресиране на природен газ: съгласно сключения Договор № 398 от 06.11.2017 г., дружеството заплаща, освен цената на природния газ, доставян от обществения доставчик, и търговска надбавка за компресиране на природния газ в размер на 66,00 лв./1000 нм³ (6,26 лв./MWh).

Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ: услугата се извършва по силата на Рамков договор № 2 от 02.01.2014 г. за извършване на транспорт и управление на доставките и допълнителни споразумения към него, като договорената цена е в размер на 2,15 лв./км или 94,60 лв./1000 нм³ (8,97 лв./MWh).

Декомпресиране на природен газ: извършва се на площадка за декомпресиране, собственост на „Ситигаз България“ ЕАД, изградена в гр. Кърджали, на която се разтоварва транспортирания компресиран природен газ.

Подгръване на природния газ: извършва се на площадката за декомпресиране в гр. Кърджали и включва изразходване на определено количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на природния газ, който ще бъде подаден в ГРМ. Измерването на количеството природен газ за подгръване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствени нужди. Стойността на природния газ, използван за подгръване, е 3,16 лв./1000 нм³ (0,30 лв./MWh).

В тази връзка дружеството предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгръване на природния газ за лицензионната територия на община Кърджали, обслужвана от „Ситигаз България“ ЕАД, да бъде в размер на 15,53 лв./MWh, без ДДС за регулаторен период 2019 – 2023 г.

Разходите за снабдяване със СПГ в община Велинград, са както следва:

Компресиране и транспорт на природен газ: съгласно сключения Договор № 025 от 01.01.2018 г. дружеството заплаща освен цената на природния газ, доставян от обществения доставчик, и търговска надбавка за компресиране, транспорт и вместимост в размер на 220,00 лв./1000 нм³ (20,85 лв./MWh).

Декомпресиране и подгръване на природния газ: извършва се на площадката за декомпресиране в гр. Велинград, собственост на „Ситигаз България“ ЕАД и включва изразходване на определено количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на природния газ, който ще бъде подаден в ГРМ. Измерването на количеството природен газ за подгръване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствени нужди. Стойността на природния газ, използван за подгръване е 3,16 лв./1000 нм³ (0,30 лв./MWh).

Дружеството предлага ценова компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгръване на природния газ за лицензионната територия на община Велинград в размер на 21,15 лв./MWh, без ДДС за регулаторен период 2019 – 2023 г.

Предвидените разходи за снабдяване със СПГ в община Павел баня, са:

През периода 2019 – 2023 г. в община Павел баня предстои изграждане на декомпресираща станция и закупуване на 2 бр. ремаркета с приблизителен обем 5700 нм³.

Компресиране на природен газ: дружеството предвижда да сключи договор за покупка на компресиран природен газ с аналогични условия на действащия договор с „Ида Метан“ ООД, гр. Стара Загора за СПГ, предназначен за община Кърджали, според който компонентата за компресиране на природния газ е в размер на 66,00 лв./1000 нм³ (6,26 лв./MWh).

Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ: отчитайки разстоянието между гр. Стара Загора и гр. Павел баня, прогнозната стойност на автомобилните горива, както и разходната норма на гориво и останалите експлоатационни разходи на превозните средства, се предвижда стойността на тази компонента да е в размер на около 49 лв./1000 нм³ (4,64 лв./MWh).

Декомпресиране на природен газ: ще се извършва на площадка за декомпресиране, която ще бъде изградена в гр. Павел баня, собственост на „Ситигаз България“ ЕАД и на която ще се извършва разтоварване на транспортирания компресиран природен газ.

Подгръване на природния газ: ще се извършва на площадката за декомпресиране в гр. Павел баня и включва изразходване на определено количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на природния газ, който ще бъде подаден в ГРМ. Измерването на количеството природен газ за подгръване ще се извършва

посредством монтиран разходомер и ще се отчита като разход на природен газ за собствени нужди. Предвижда се стойността на природния газ, използван за подгриване, да бъде 3,16 лв./1000 нм³ (0,30 лв./MWh).

Предвид горното, разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природен газ за лицензионната територия на община Павел баня се предвиждат в размер на 11,20 лв./MWh, без ДДС за регулаторен период 2019 – 2023 г.

В представения за одобрение бизнес план за дейността на „Ситигаз България“ ЕАД за периода 2019 – 2023 г. дружеството е посочило, че при така договорените и формирани цени, стойността на компонентата „снабдяване със сгъстен природен газ“ е висока за клиентите, използващи природен газ за битови нужди, поради което е взело решение същата да не бъде начислявана на тези клиенти.

2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са обобщени, съответно в Таблицы № 5 и № 6:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 5

№	Позиция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	85 151	82 335	77 693	72 422	67 741
2.	Балансова стойност на ДНА	2149	1554	958	363	0
2.1.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	3286	3083	2674	2 099	2022
3.	Необходим оборотен капитал	449	465	474	476	478
4.	Регулаторна база на активите	84 463	81 270	76 451	71 163	66 197
5.	Норма на възвръщаемост	4,89%	5,16%	5,46%	5,69%	6,11%
6.	Възвръщаемост	4128	4196	4175	4050	4045
7.	Разходи, в т.ч.:	9575	9895	10 133	10 274	9966
7.1.	УПР	9551	9869	10 104	10 242	9933
7.2.	Променливи разходи	24	26	29	31	33

Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 6

№	Позиция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	586	1154	1076	980	884
2.	Балансова стойност на ДНА	24	19	15	10	5
3.	Необходим оборотен капитал	4738	4899	5337	5449	5557
4.	Регулаторна база на активите	5349	6072	6428	6439	6445
5.	Норма на възвръщаемост	4,89%	5,16%	5,46%	5,69%	6,11%
6.	Възвръщаемост	261	313	351	366	394
7.	Разходи, в т.ч.:	249	249	268	287	287
7.1.	Условно-постоянни разходи за дейността	249	249	268	287	287

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият от енергийното предприятие оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2019 – 2023 г. са в размер на 9733 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 6791 хил. лв., а за съоръжения са планирани 2942 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Ситигаз България“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2019 – 2023 г. е в размер на 5,45%, която е изчислена при използване на 86,60% собствен капитал с норма на възвръщаемост от

5,50% и 13,40% привлечен капитал с норма на възвръщаемост от 1,17%, при отчитане на данъчните задължения.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на предприятието, финансова история на предприятието, на основата на статистически данни за пазарните величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business³ и на Българската народна банка (БНБ)⁴. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България“ ЕАД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България“ ЕАД е използван безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните от Западна Европа в размер на 0,67 за 2019 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При отчитане на капиталовата структура на дружеството, безлостовият коефициент се преобразува в лостов. Относителният дял на собствения капитал за периода е в размер на 86,60%, а привлеченият капитал е с дял 13,40% и норма на възвръщаемост 1,17%. При преобразуването на безлостовия коефициент в лостов, същият се изчислява в размер на 0,77, предвид капиталовата структура на дружеството. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,60%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,96%) и премията за специфичния за държавата риск (2,64%) по актуализирани данни от месец януари 2019 г. от горепосочения източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 0,8922%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период януари – декември 2018 г.

При прилагане на горепосочените параметри, нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България“ ЕАД се изчислява в размер на 7,54%, съответно среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е в размер на 7,41%, която е по-висока от предложената от дружеството.

Предвид гореизложеното е обосновано да се приеме предложената от „Ситигаз България“ ЕАД за регулаторен период 2019 – 2023 г. норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 5,50% и среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала в размер на 5,45%, които осигуряват достатъчна възвръщаемост на дружеството и му дават възможност да изпълни бизнес плана за дейността си за този период.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството са представени по години и по групи клиенти в Таблици № 7 и 8:

³ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

⁴ <http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

Прогнозна консумация**Таблица № 7**

Групи клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Стопански	MWh/год.	651 171	658 084	719 768	721 199	721 771
Обществено-административни и търговски	MWh/год.	156 090	159 587	159 587	159 587	159 587
Битови	MWh/год.	64 302	83 593	102 884	122 174	141 465
Общо:	MWh/год.	871 563	901 264	982 239	1 002 960	1 022 823

Прогнозен брой клиенти**Таблица № 8**

Групи клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Стопански	бр.	233	241	247	252	254
Обществено-административни и търговски	бр.	491	502	502	502	502
Битови	бр.	5000	6500	8000	9500	11 000
Общо:	бр.	5724	7243	8749	10 254	11 756

За целите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне са получени на базата на проектния максимален часов разход на всяка група клиенти, като за всяка година от регулаторния период делът на инвестиционната стойност на линейната част на всяка отделна група клиенти в стойността на съответния участък или зона от ГРМ е умножен по дела на проектния часов разход на отделните групи клиенти, обслужвани от съответния елемент. Така полученото произведение за всеки участък е разделено на оразмерителния часов разход за този елемент и получените стойности за съответната година са сумирани. Делът на отделната група в общата стойност на линейната част за всяка година е равна на сумата от дяловете на всяка една група във всеки един участък или зона. Коефициентът представлява дела на стойността на линейната част на всяка група в общата стойност на линейната част. Инвестиционната стойност е с натрупване, т.е. в коефициентите участват инвестиционните стойности на участъците по групи клиенти, изградени от началото на дейността до края на съответната година.

Изменението на стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти и по години е следното: за промишлените клиенти остава в размер от 0,55 годишно през целия регулаторен период; за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0,27 през 2019 г. на 0,26 през 2023 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,18 през 2019 г. на 0,19 през 2023 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на базата на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиенти в определено съотношение. Стойността на коефициента за промишлените клиенти намалява от 0,55 през 2019 г. на 0,52 през 2023 г., за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0,27 през 2019 г. на 0,21 през 2023 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,18 през 2019 г. на 0,27 през 2023 г.

Коефициентът за разпределение на променливите разходи е получен на база годишната консумация и представлява делът на годишната консумация на природен газ на всяка от групите клиенти в общата годишна консумация. Стойността на коефициента за промишлените клиенти намалява от 0,75 през 2019 г. на 0,71 през 2023 г., за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0,18 през 2019 г. на 0,16 през 2023 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,07 през 2019 г. на 0,14 през 2023 г.

4. Определяне на цени**4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ**

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Съгласно чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ.

Цени за пренос през ГРМ и снабдяване с природен газ

Таблица № 9

Групи и подгрупи клиенти с годишно потребление	Цени за разпределение (лв./MWh)	Цени за снабдяване
Промислени		
до 1000 MWh/г.	22,02	0,47 лв./MWh
от 1000 до 5000 MWh/г.	14,10	0,47 лв./MWh
от 5000 до 10 000 MWh/г.	10,91	0,47 лв./MWh
от 10 000 до 50 000 MWh/г.	9,89	0,47 лв./MWh
над 50 000 MWh/г.	9,25	0,47 лв./MWh
Обществено-административни и търговски	23,68	0,88 лв./MWh
Битови	25,39	5,69 лв./клиент на месец

Забележка: в предложените за утвърждаване цени не са включени ДДС и акциз.

4.2.1. Компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, при клиенти, снабдявани със съгъстен природен газ

Съгласно чл. 19а от НРЦПГ, в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със съгъстен природен газ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента по чл. 19, ал. 2 от НРЦПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ.

Предложената от „Ситигаз България“ ЕАД ценова компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, е представена по общини в Таблица № 10:

Таблица № 10

За всички групи клиенти	Ценова компонента за снабдяване със СПГ (лв./MWh)
Община Кърджали	15,53
Община Велинград	21,15
Община Павел баня	11,20

Предвид гореизложеното, предложените от „Ситигаз България“ ЕАД цени са обосновани и дружеството ще може да изпълни инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността му за периода 2019 – 2023 г.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към ГРМ се образува по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите при образуването на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството се делят на условно-постоянни и променливи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на екзекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход, включват: изкопно-възстановителни работи и монтажни работи.

Предложените от „Ситигаз България“ ЕАД цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово са посочени в Таблица № 11:

Групи и подгрупи клиенти	Цени (лв./клиент)
Промислени	4880
Обществено-административни и търговски	2680
Битови	520

Изказвания по т.2.:

Докладва Г. Дечева. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети и от Комисията с решение по т. 4 от Протокол № 18 от 11.02.2019 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията. На 20.02.2019 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителите на „Ситигаз България“ ЕАД са заявили, че са съгласни с доклада и нямат възражения по него. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 20.02.2019 г. е проведено обществено обсъждане на приетия проект на решение, на което представителите на „Ситигаз България“ ЕАД са заявили, че нямат възражение по проекта на решение. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в КЕВР не са постъпили становища от заинтересовани лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Ситигаз България“ ЕАД. На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, 11 и 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, 3 и 5, чл. 19, чл. 19а, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, работната група предлага Комисията за енергийно и водно регулиране да приеме следното решение:

I. Утвърждава, считано от 01.04.2019 г., на „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия Тракия и на териториите на общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, за регулаторен период от 2019 г. до 2023 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти с годишно потребление (*с отбелязани подгрупи*).

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти.

1.3. За битови клиенти.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ (*по години, както и нормата на възвръщаемост*).

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

3.1. За промишлени клиенти.

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти.

3.3. За битови клиенти.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа (цените, по които клиентите от трите общини ще бъдат снабдявани са подробно описани: Велинград, Кърджали и Павел баня).

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по проекта на решение.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, 11 и 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, 3 и 5, чл. 19, чл. 19а, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.04.2019 г., на „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия Тракия и на териториите на общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, за регулаторен период от 2019 г. до 2023 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти с годишно потребление:

до 1000 MWh/г. 22,02 лв./MWh;

от 1000 до 5000 MWh/г. 14,10 лв./MWh;

от 5000 до 10 000 MWh/г. 10,91 лв./MWh;

от 10 000 до 50 000 MWh/г. 9,89 лв./MWh;

над 50 000 MWh/г. 9,25 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 23,68 лв./MWh;

1.3. За битови клиенти: 25,39 лв./MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 13 703 хил. лв., за 2020 г. – 14 090 хил. лв., за 2021 г. – 14 308 хил. лв., за 2022 г. – 14 323 хил. лв., за 2023 г. – 14 011 хил. лв.

Количества природен газ: за 2019 г. – 871 563 MWh/г., за 2020 г. – 901 264 MWh/г., за 2021 г. – 982 239 MWh/г., за 2022 г. – 1 002 960 MWh/г., за 2023 г. – 1 022 823 MWh/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,45%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

3.1. За промишлени клиенти: 45,27 лв./MWh;

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 45,68 лв./MWh;

3.3. За битови клиенти: 5,69 лв./клиент на месец и цена на природния газ на обществения доставчик за съответното тримесечие.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на годината): 44,80 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 0,47 лв./MWh;

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 0,88 лв./MWh;

4.2.3. За битови клиенти: 5,69 лв./клиент на месец;

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 510 хил. лв., за 2020 г. – 562 хил. лв., за 2021 г. – 619 хил. лв., за 2022 г. – 654 хил. лв., за 2023 г. – 681 хил. лв.

Количества природен газ: за 2019 г. – 871 563 MWh/г., за 2020 г. – 901 264 MWh/г., за 2021 г. – 982 239 MWh/г., за 2022 г. – 1 002 960 MWh/г., за 2023 г. – 1 022 823 MWh/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,45%.

5. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Кърджали, снабдявани със състен природен газ:

5.1. За промишлени клиенти: 60,80 лв./MWh;

5.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 61,21 лв./MWh;

5.3. За битови клиенти: 5,69 лв./клиент на месец и цена на природния газ на обществения доставчик за съответното тримесечие.

6. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Кърджали включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със СПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за територията на община Кърджали: 15,53 лв./MWh.

7. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Велинград, снабдявани със съгъстен природен газ:

7.1. За промишлени клиенти: 66,42 лв./MWh;

7.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 66,83 лв./MWh;

7.3. За битови клиенти: 5,69 лв./клиент на месец и цена на природния газ на обществения доставчик за съответното тримесечие.

8. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Велинград включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със СПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за територията на община Велинград: 21,15 лв./MWh.

9. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Павел баня, снабдявани със съгъстен природен газ:

9.1. За промишлени клиенти: 56,47 лв./MWh;

9.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 56,88 лв./MWh;

9.3. За битови клиенти: 5,69 лв./клиент на месец и цена на природния газ на обществения доставчик за съответното тримесечие.

10. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Павел баня включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със СПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за територията на община Павел баня: 11,20 лв./MWh.

11. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия Тракия и на териториите на общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, както следва:

11.1. За промишлени клиенти: 4880 лв./клиент;

11.2. Обществено-административни и търговски клиенти: 2680 лв./клиент;

11.3. Битови клиенти: 520 лв./клиент.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Владко Владимиров, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Ремзи Осман – за, Владко Владимиров - за, Евгения Харитонова – за), от които **два гласа** (Владко Владимиров, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, след като разгледа подаденото от „Газтрейд Сливен“ ЕООД заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен за периода 2019 – 2023 г., доклад с вх. № Е-Дк-98 от 06.02.2019 г., събраните данни от проведените на 20.02.2019 г. открито заседание и

обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление от „Газтрейд Сливен“ ЕООД с вх. № Е-15-38-14 от 29.11.2018 г. с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към ГРМ за територията на община Сливен за регулаторен период 2019 – 2023 г.

На основание § 10 от Преходните и заключителни разпоредби към Наредба за изменение и допълнение на НРЦПГ (обн. ДВ, бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г.), с писмо с изх. № Е-15-38-14 от 05.12.2018 г. от „Газтрейд Сливен“ ЕООД е изискано да преработи заявлението и приложенията към него в съответствие с измененията в цитираната наредба. С писмо с вх. № Е-15-38-14 от 17.12.2018 г. „Газтрейд Сливен“ ЕООД е предоставило преработено заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към ГРМ за територията на община Сливен за регулаторен период 2019 – 2023 г., както и преработен електронен модел на цените.

Със Заповед № 3-Е-192 от 21.12.2018 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложенията към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране цените на природния газ (НРЦПГ).

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от НРЦПГ са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-38-14 от 20.12.2018 г. от „Газтрейд Сливен“ ЕООД е изискано да предостави информация за оповестяване на предложението за цени по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ, както и да посочи материалите или тези части от тях, които съдържат търговска тайна и следва да бъдат защитени, като бъдат изложени твърдения за конфиденциалност на всеки един документ от материалите, ведно с обосновка за конкретния му характер и обяснение по какъв начин разкриването на информацията би могло да навреди сериозно на дружеството или на негов служител.

С писмо с вх. № Е-15-38-14 от 27.12.2018 г. „Газтрейд Сливен“ ЕООД е представило изисканата информация.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-98 от 06.02.2019 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по Протокол № 18 от 11.02.2019 г., по т. 6 и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 20.02.2019 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителите на „Газтрейд Сливен“ ЕООД са заявили, че са съгласни с доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 20.02.2019 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителите на „Газтрейд Сливен“ ЕООД са заявили, че нямат възражения по проекта на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в КЕВР не са постъпили становища от заинтересовани лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Газтрейд Сливен“ ЕООД.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено следното:

„Газтрейд Сливен“ ЕООД е титуляр на лицензия № Л-432-08 от 16.02.2015 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-432-12 от 16.02.2015 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Сливен, за срок от 27 години.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, съответно чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5 от НРЦПГ, на регулиране от Комисията подлежат цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи,

цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи.

„Газтрейд Сливен“ ЕООД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копие на съобщението за предложените за утвърждаване цени, публикувано на 21.12.2018 г. във вестник „Сливенски новини“. Предложението е публикувано и на интернет страницата на дружеството на 22.12.2018 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копия на следните документи: Договор № 410-191 от 30.08.2018 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, със срок на действие от 07.00 часа на 01.01.2019 г. до 07.00 часа на 01.01.2020 г., като срокът на действие може да се удължи с подписано от страните допълнително споразумение.

С Решение № Ц-9 от 16.03.2015 г. Комисията е утвърдила цени на „Газтрейд Сливен“ ЕООД за пренос на природен газ през ГРМ, цени, по които продава природен газ на клиенти и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за територията на община Сливен, при регулаторен период до 2018 г. включително.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

През новия регулаторен период „Газтрейд Сливен“ ЕООД предлага промени в тарифната структура, базирани на опита на дружеството от досегашната му дейност. В зависимост целите на ползване на природния газ от клиентите, заявителят е обособил три основни групи: *стопански клиенти с равномерно потребление, стопански клиенти с неравномерно потребление и битови клиенти*. До настоящия момент стопанските клиенти с равномерно потребление са били разпределени в 7 подгрупи, а стопанските клиенти с неравномерно потребление в 8 подгрупи, според годишно потребяваното количество природен газ. Предложеното ново разпределение на групите следва логиката на ценообразуването и ще бъде в енергийни единици, като лицензиантът предвижда промяна в структурата на подгрупите клиенти. От групата на стопанските клиенти с неравномерно потребление отпада подгрупата клиенти с най-голяма консумация, тъй като дружеството понастоящем няма клиенти в тази подгрупа и не очаква да бъдат присъединени такива през разглеждания прогнозен период.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Газтрейд Сливен“ ЕООД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2019 г. до 2023 г.), което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваваните разходи и възвръщаемост на капитала.

Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозираны по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по групи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблицы № 1 и 2:

*Дейност „разпределение на природен газ“**Таблица № 1*

Клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Стопански клиенти с равномерно потребление	хил. лв.	328	479	573	628	661
Стопански клиенти с неравномерно потребление	хил. лв.	209	255	302	328	338
Битови клиенти	хил. лв.	50	77	93	101	112
Общо:	хил. лв.	587	811	968	1057	1111

*Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“**Таблица № 2*

Клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Стопански клиенти с равномерно потребление	хил. лв.	38	38	40	42	41
Стопански клиенти с неравномерно потребление	хил. лв.	26	26	24	24	27
Битови клиенти	хил. лв.	5	5	6	6	6
Общо:	хил. лв.	69	69	70	72	74

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ, съгласно която видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Общите разходи за периода, разпределени по дейности, са представени в Таблица № 3:

*Общо разходи по дейности**Таблица № 3*

Наименование	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. лв.	490	645	773	836	883	3627	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	450	605	734	797	843	3429	95%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	40	40	39	39	40	198	5%

Прогнозните разходи на „Газтрейд Сливен“ ЕООД включват разходи, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. Формирани са за петгодишен период при цени към момента на изготвяне на бизнес плана и заявлението за цени, въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи клиенти; отчетна и балансова стойност на ГРМ; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите.

За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени, както следва: разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ включват разходи за пренос на природен газ и отчитането му. Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ включват разходи за продажба на природен газ на клиенти, фактуриране и инкасиране на стойността на потребения природен газ.

В съответствие с разпоредбата на чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, дружеството е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им в бизнес плана.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 95% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 450 хил. лв. през 2019 г. на 843 хил. лв. през 2023 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99,9% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали представляват 11% от УПР за дейността и се увеличават от 50 хил. лв. през 2019 г. на 91 хил. лв. през 2023 г. Те включват: разходи за горива за

автотранспорт, прогнозиран на база среден разход на километър изградена ГРМ на база отчетни данни за 2017 г. и първото полугодие на 2018 г. в размер на 262 лв./км; разходи за работно облекло, на база персонал, за покупка на лятно и зимно облекло; разходи за канцеларски материали, прогнозиран на база персонал в размер средно на 150 лв. на човек годишно; разходи за материали за текущо поддържане: разходи, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ, прогнозиран като процент от стойността на вече изградените линейни участъци за 2017 г., като е отчетено и въвеждането на новите линейни участъци.

Разходите за външни услуги представляват 16% от УПР и се увеличават от 94 хил. лв. през 2019 г. на 122 хил. лв. през 2023 г. Тези разходи включват: разходи за застраховки, прогнозиран като процент (0,2%), от стойността на дълготрайните материални активи и включват имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, „Гражданска застраховка юридически лица“; разходи за данъци и такси: лицензионни такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана на дружеството; пощенски разходи, разходи за телефони, както и абонаменти, които включват разходи за софтуерно и счетоводно обслужване, на база отчетните данни за 2017 г., като не е предвидено увеличаване на тези разходи за разглеждания период от 5 години; разходи за абонаментно поддържане, включващи разходи за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации и разходите за поддържане на аварийна готовност. Тези разходи са прогнозиран в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър в размер на 33 лв., съгласно отчетните данни за 2017 г. Предвидени са и разходи за реклама и рекламни материали, прогнозиран в размер на 0,02% от годишните приходи; разходи за въоръжена и противопожарна охрана, включващи разходи за СОТ и ППО в размер на 52 лв. месечно; наеми, прогнозиран на база отчетните данни за 2017 г. и 2018 г., включващи наем на складови бази и офиси, на база площ на офисите и среден размер за наем от 5,70 лв./м² на месец. В тези разходи се включват и разходите за вода и електрическа енергия, които са отчитани заедно, като не е предвидено нарастване на разходите за наем, вода и електрическа енергия през прогнозния период. Прогнозиран са и разходи за проверка на уреди, в размер на 19,8 лв./г. за всяко въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански потребители и по 3,7 лв./г. за всяко въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо битови потребители, при съответната периодичност на проверките; съдебни разходи, планиран като постоянна годишна сума на базата на първото полугодие на 2018 г.; експертни и одиторски разходи, планиран на база отчетните данни за първото полугодие на 2018 г. като процент от стойността на приходите. Предвидени са и други разходи, включващи: административни разходи за съгласуване, заверки и одобрение на документи от общината; разходи за трудова медицина; ремонти на леки автомобили и др. Дружеството не предвижда промяна на тези разходи през периода, като са планиран в размер на 4 хил. лв. за всяка година от регулаторния период.

Разходите за амортизации представляват 40% от УПР и се увеличават от 140 хил. лв. през 2019 г. на 374 хил. лв. през 2023 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са изчислени по линеен метод, съгласно разпоредбите на НРЦПГ. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 28% от УПР и се увеличават от 138 хил. лв. през 2019 г. на 213 хил. лв. през 2023 г. Това са разходи за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозиран са въз основа на разходите за заплати на човек средно за 2017 г. и 2018 г. и броя на персонала, като са отчетени промените в числеността и структурата на персонала през този период. Разходите за заплати включват възнагражденията на всички заети в дружеството, в т.ч. управител, инженерно-технически персонал, административен персонал и работници. Предвидено е броят на персонала от 6

души да достигне до 11 души в края на прогнозния период. Увеличението на персонала се налага, от една страна, за да се компенсират освободени позиции през последните 2 години, тъй като общо заетият персонал през 2017 г. е намалял спрямо 2016 г. От друга страна, заявителят планира и наемане на нови служители за работа в административното и експлоатационното направление във връзка с обслужването на очакваното нарастване на документооборота, произтичащо от привличането и присъединяването на битови клиенти, както и с техническото обслужване по увеличението на ГРМ.

Разходите за социални осигуровки включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно нормативната уредба (ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.). Тези разходи са в зависимост от броя персонал през годините на регулаторния период, като представляват 5% от УПР и се увеличават от 24 хил. лв. през 2019 г. на 37 хил. лв. през 2023 г. При прогнозиране на тези разходи са използвани отчетните данни за 2017 г.

Социалните разходи представляват 0,6% от УПР за дейността, като се увеличават от 4 хил. лв. през 2019 г. на 5 хил. лв. през 2023 г.

Променливите разходи представляват 0,1% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“ и включват разходи за одорант, които се отнасят само за тази дейност, в съответствие с разходната норма от 25 mg/MWh и прогнозните количества за реализация и цената на одоранта, като са в размер на 1000 лв. годишно за целия период.

2.1.2. Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Тези разходи представляват 5% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Те включват само УПР, като няма планирани променливи разходи, пряко зависещи от количеството пренесен природен газ. Разходите за дейността са на ниво от около 40 хил. лв. годишно през регулаторния период.

Условно-постоянните разходи представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и са разпределени по икономически елементи:

Разходите за материали са с относителен дял от 13%, като се прогнозира да нараснат от 4 хил. лв. през 2019 г. на 6 хил. лв. през 2023 г., и включват: разходи за гориво за транспорт в размер на 2 хил. лв. през 2019 г. с ръст на 4 хил. лв. през 2023 г. и разходи за материали за текущо поддържане в размер на 1 хил. лева през 2019 г. с ръст на 2 хил. лв. през 2023 г.

Разходите за външни услуги представляват 16% от разходите за дейността, като остават непроменени на ниво от 6 хил. лв. годишно през регулаторния период. Те включват: разходи за застраховки за наличните автомобили, „Гражданска отговорност“ и „Каско“, планирани в размер на около 540 лв. годишно през регулаторния период; разходи за наем на офис, планирани от 2019 г. в размер на около 1700 лева годишно през регулаторния период; експертни и одиторски разходи, планирани в размер на около 3200 лева годишно през регулаторния период.

Разходите за амортизации представляват 38,50% от разходите, предвидени за дейността и намаляват от 16,4 хил. лв. през 2019 г. на 14,6 хил. лв. през 2023 г.

Разходите за заплати и възнаграждения са с относителен дял 28% от разходите за дейността, като размерът остава непроменен през регулаторния период на ниво от 11 хил. лв. годишно.

Разходите за социални осигуровки представляват около 5% от разходите за дейността и са планирани в съответствие с нормативните изисквания, като размерът им остава непроменен през регулаторния период на ниво от 2 хил. лв. годишно.

2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от Наредбата, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите

„разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени в Таблицы № 4 и 5:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 4

№	Позиция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	4453	6563	7519	8388	8666
2.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	571	748	894	1015	1091
3.	Необходим оборотен капитал	39	48	55	57	59
4.	Регулаторна база на активите	3920	5863	6680	7430	7633
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
6.	Възвръщаемост	137	205	234	260	267
7.	Разходи, в т.ч.:	450,1	605,3	733,7	796,8	843,5
7.1.	УПР	449,5	604,7	733	796,0	842,6
7.2.	Променливи разходи	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ (хил. лв.)

Таблица № 5

№	Позиция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	449	433	419	404	389
2.	Необходим оборотен капитал	394	403	458	515	599
3.	Регулаторна база на активите	843	836	877	919	989
4.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
5.	Възвръщаемост	30	29	31	32	35
6.	Разходи, в т.ч.:	40	40	39	39	40
6.1.	УПР	40	40	39	39	40

Дружеството е изчислило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ като 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2019 – 2023 г. са в размер на 6839 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 6489 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 350 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Газтрейд Сливен“ ЕООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2019 – 2023 г. е в размер на 3,50%, която е изчислена при използване на 100% привлечен капитал с норма на възвръщаемост от 3,50%, при отчитане на данъчните задължения.

„Газтрейд Сливен“ ЕООД посочва, че е използвало инвестиционен кредит, който не е бил обслужван поради проблеми в управлението на дружеството и събираемостта на задълженията от клиенти. С Решение № 41 от 10.11.2016 г., постановено по търговско дело № 81 по описа за 2016 г. на Кюстендилски окръжен съд е обявена неплатежоспособността и свръхзадължеността на дружеството и е открито производство по несъстоятелност. С Решение № 69 от 06.12.2017 г. Кюстендилският окръжен съд е утвърдил приетия на 14.11.2017 г. от събранието на кредиторите План за оздравяване на „Газтрейд Сливен“ ЕООД, прекратил е производството по несъстоятелност на дружеството и търговско дело № 81 по описа за 2016 г. на Кюстендилски окръжен съд. Целта на приетия план за оздравяване на „Газтрейд Сливен“ ЕООД е да се запази жизнеспособността на дружеството и то продължи да осъществява своята дейност, като чрез реорганизация, оптимизация и подходяща инвестиционна политика се постигне увеличаване на нетните приходи и поетапно изплащане на натрупаните задължения.

Видно от представения счетоводен баланс за 2017 г. „Газтрейд Сливен“ ЕООД е с отрицателен собствен капитал. За целите на ценообразуването в модела за цени „Газтрейд Сливен“ ЕООД е посочило дял на собствения капитал в прогнозната структура на капитала 0% и дял на привлечения капитал 100%.

Предвид гореизложеното, е обосновано да се приеме предложената от „Газтрейд Сливен“ ЕООД среднопредтеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 3,50%, при отчитане на данъчните задължения.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството, са представени по години и по групи клиенти в Таблици № 6 и 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Групи клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Стопански клиенти с равномерно потребление	MWh/год.	53 018	54 115	63 605	71 905	77 582
Стопански клиенти с неравномерно потребление	MWh/год.	16 586	16 586	16 788	18 457	27 737
Битови клиенти	MWh/год.	2735	3241	3747	4254	4861
Общо:	MWh/год.	72 338	73 942	84 140	94 616	110 180

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Групи клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Стопански клиенти с равномерно потребление	бр.	28	29	33	39	41
Стопански клиенти с неравномерно потребление	бр.	31	31	34	38	43
Битови клиенти	бр.	135	160	185	210	240
Общо:	бр.	194	220	252	287	324

За целите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, е разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък в общия оразмерителен часови разход. Разпределението на възвръщаемостта и УПР между отделните групи клиенти се определя на база избрана характеристика на потребление. Изменението на стойностите на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти и по години е следното: за стопанските клиенти с равномерно потребление се увеличава от 0,56 през 2019 г. на 0,60 през 2023 г.; за стопанските клиенти с неравномерно потребление намалява от 0,36 през 2019 г. на 0,30 през 2023 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,09 през 2019 г. на 0,10 през 2023 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента за стопанските клиенти с равномерно потребление се увеличава от 0,55 през 2019 г. на 0,58 през 2022 г., като през 2023 г. отново е 0,55; за стопанските клиенти с неравномерно потребление намалява от 0,38 през 2019 г. на 0,34 през 2022 г., а през 2023 г. е 0,37; за битовите клиенти е 0,07 през 2022 г. и през другите години от регулаторния период остава непроменен в размер на 0,08.

Коефициентът за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчита дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на коефициента за стопанските клиенти с равномерно потребление се увеличава от 0,73 през 2019 г. на 0,76 през 2022 г., като за 2023 г. е 0,70; за стопанските клиенти с неравномерно потребление намалява от 0,23 през 2019 г. на 0,20 през 2022 г., а за 2023 г. е 0,25; за битовите клиенти е 0,04 през целия регулаторен период.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни

приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Съгласно чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ. Цените могат да включват ценовите компоненти: цена на природния газ, цена за снабдяване, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите. Предложените от „Газтрейд Сливен“ ЕООД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Сливен, са посочени в Таблица № 8:

Цени за пренос през ГРМ и снабдяване с природен газ

Таблица № 8

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Стопански клиенти с равномерно потребление		
до 211 MWh/год.	15,29	0,62
от 211 до 527,5 MWh/год.	14,41	0,62
от 527,5 до 1055 MWh/год.	13,04	0,62
от 1055 до 2110 MWh/год.	12,14	0,62
от 2110 до 5275 MWh/год.	10,66	0,62
от 5275 до 10 550 MWh/год.	7,90	0,62
над 10 550 MWh/год.	5,99	0,62
Стопански клиенти с неравномерно потребление		
до 52,75 MWh/год.	20,96	1,35
от 52,75 до 211 MWh/год.	19,28	1,35
от 211 до 527,5 MWh/год.	18,44	1,35
от 527,5 до 1055 MWh/год.	16,87	1,35
от 1055 до 2110 MWh/год.	14,46	1,35
от 2110 до 5275 MWh/год.	13,63	1,35
от 5275 до 10 550 MWh/год.	13,49	1,35
Битови клиенти	22,90	1,45

Забележка: в предложените за утвърждаване цени не са включени ДДС и акциз.

Предложените от „Газтрейд Сливен“ ЕООД цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за периода 2019 – 2023 г. Дружеството ще може да продължи да осъществява своята дейност, като чрез реорганизация, оптимизация и подходяща инвестиционна политика се постигне увеличаване на нетните приходи и поетапно изплащане на натрупаните задължения. При реализиране на плана за оздравяване на „Газтрейд Сливен“ ЕООД, паричните потоци от извършваната дейност на дружеството ще осигурят както необходимите отчисления за извършване на плащания към кредиторите с приети вземания, така и средства за покриване на разходите и за осъществяване на инвестиционния план на дружеството.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към ГРМ се образува по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството се делят на условно-постоянни и променливи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на екзекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на

държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи в зависимост от максималния часови разход включват: изкопно-възстановителни работи и монтажни работи.

Предложените от „Газтрейд Сливен“ ЕООД цени за присъединяване на клиенти към ГРМ за територията на община Сливен са посочени в Таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи и подгрупи клиенти	Цени (лв.)
Небитови клиенти	
до 0,264 MWh	3549
до 0,739 MWh	3748
до 0,422 MWh	4182
до 10,550 MWh	5155
над 10,550 MWh	5751
Битови	690

Изказвания по т.3.:

Докладва Г. Дечева. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по Протокол № 18 от 11.02.2019 г., по т. 6 и са публикувани на интернет страницата на Комисията. На 20.02.2019 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителите на „Газтрейд Сливен“ ЕООД са заявили, че са съгласни с доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 20.02.2019 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителите на „Газтрейд Сливен“ ЕООД са заявили, че нямат възражения по проекта на решение. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в КЕВР не са постъпили становища от заинтересовани лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Газтрейд Сливен“ ЕООД. Предвид горното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, работната група предлага на Комисията за енергийно и водно регулиране да вземе следното решение:

I. Утвърждава, считано от 01.04.2019 г., на „Газтрейд Сливен“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сливен, за регулаторен период от 2019 до 2023 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа *(по групи и подгрупи клиенти)*.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ *(по години, както и нормата на възвръщаемост)*.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа *(по групи клиенти)*.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа *(представени са ценообразуващите елементи и нормата на възвръщаемост)*.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сливен *(по групи и подгрупи клиенти)*.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по проекта на решение.

Предвид горното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т.

11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.04.2019 г., на „Газтрейд Сливен“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сливен, за регулаторен период от 2019 до 2023 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За стопански клиенти с равномерно потребление:

до 211 MWh/год.	15,29 лв./MWh;
от 211 до 527,5 MWh/год.	14,41 лв./MWh;
от 527,5 до 1055 MWh/год.	13,04 лв./MWh;
от 1055 до 2110 MWh/год.	12,14 лв./MWh;
от 2110 до 5275 MWh/год.	10,66 лв./MWh;
от 5275 до 10 550 MWh/год.	7,90 лв./MWh;
над 10 550 MWh/год.	5,99 лв./MWh.

1.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление:

до 52,75 MWh/год.	20,96 лв./MWh;
от 52,75 до 211 MWh/год.	19,28 лв./MWh;
от 211 до 527,5 MWh/год.	18,44 лв./MWh;
от 527,5 до 1055 MWh/год.	16,87 лв./MWh;
от 1055 до 2110 MWh/год.	14,46 лв./MWh;
от 2110 до 5275 MWh/год.	13,63 лв./MWh;
от 5275 до 10 550 MWh/год.	13,49 лв./MWh.

1.3. За битови клиенти: 22,90 лв./MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 587 хил. лв., за 2020 г. – 811 хил. лв., за 2021 г. – 967 хил. лв., за 2022 г. – 1057 хил. лв., за 2023 г. – 1111 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2019 г. – 72 338 MWh/год., за 2020 г. – 73 942 MWh/год., за 2021 г. – 84 140 MWh/год., за 2022 г. – 94 616 MWh/год., за 2023 г. – 110 180 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 3,50%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

3.1. За стопански клиенти с равномерно потребление:	45,42 лв./MWh;
3.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление:	46,15 лв./MWh;
3.3. За битови клиенти:	46,25 лв./MWh.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на годината): 44,80 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За стопански клиенти с равномерно потребление:	0,62 лв./MWh.
4.2.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление:	1,35 лв./MWh;
4.2.3. За битови клиенти:	1,45 лв./MWh.

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 69 хил. лв., за 2020 г. – 69 хил. лв., за 2021 г. – 70 хил. лв., за 2022 г. – 72 хил. лв., за 2023 г. – 74 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2019 г. – 72 338 MWh/год., за 2020 г. – 73 942 MWh/год., за 2021 г. – 84 140 MWh/год., за 2022 г. – 94 616 MWh/год., за 2023 г. – 110 180 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 3,50%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сливен, както следва:

5.1. За небитови клиенти:

до 0,264 MWh:	3549 лв.;
до 0,739 MWh:	3748 лв.;
до 0,422 MWh:	4182 лв.;
до 10,550 MWh:	5155 лв.;
над 10,550 MWh:	5751 лв.;

5.2. За битови клиенти: 690 лв.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Владко Владимиров, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Ремзи Осман – за, Владко Владимиров - за, Евгения Харитонова – за), от които **два гласа** (Владко Владимиров, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията, след като разгледа подаденото от „Комекес“ АД **заявление за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков за регулаторен период 2019 – 2023 г.**, доклад с вх. № Е-Дк-92 от 06.02.2019 г., събраните данни от проведените на 20.02.2019 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-29-12 от 05.10.2018 г. от „Комекес“ АД, с искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Самоков, за регулаторен период 2019 – 2023 г.

Със Заповед № З-Е-149 от 08.10.2018 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши преглед от формална страна и проучване на заявлението и приложенията към него за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ).

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от НРЦПГ са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-29-12 от 12.10.2018 г. е изискано „Комекес“ АД да представи в КЕВР преработено заявление за утвърждаване на цени, което съдържа цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков и обосновки за числеността на персонала и за неговото изменение за периода 2019 – 2023 г.; разходите за заплати и възнаграждения; разходите, произтичащи от задължения по нормативни актове; за промяната на тарифната структура на промишлените клиенти; други разходи за външни услуги - видове разходи и начин на прогнозиране, както и копие на договора за наем, доказващ заложените разходи в модела за цени; копия на търговските договори, по които

крайният снабдител купува природен газ, вкл. и анексите към тях, съгласно чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ. С писмо с вх. № Е-15-29-12 от 22.10.2018 г. „Комекес” АД е представило преработено заявление, ведно с изисканите допълнителни обосновки и документи. В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6, дружеството е представило копие на Договор № 26-191 от 31.08.2018 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, със срок на действие от 07.00 часа на 01.01.2019 г. до 07.00 часа на 01.01.2020 г., като срокът на действие може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от страните. Заявителят е представил договор за наем от 31.01.2018 г., по силата на който „Комекес” АД заплаща месечен наем в размер на 865 лв. за ползването на недвижим имот в гр. Самоков като офис на дружеството.

На основание § 10 от Преходните и заключителни разпоредби към Наредба за изменение и допълнение на НРЦПГ (обн. ДВ, бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г.), с писмо с изх. № Е-15-29-12 от 29.11.2018 г. е изискано „Комекес” АД да преработи заявлението за утвърждаване на цени в съответствие с измененията и допълненията в цитираната наредба. С писмо с вх. № Е-15-29-12 от 10.12.2018 г. „Комекес” АД е представило преработено заявление за утвърждаване на цени, ведно с преработен бизнес план за същия период.

„Комекес” АД е подало преработено заявление с вх. № Е-15-29-12 от 14.01.2019 г. за утвърждаване на цени, ведно с изменен електронен модел на цените и преработен бизнес план за периода 2019 – 2023 г. Според заявителя, заявлението е преработено, като са извършени по-прецизни изчисления въз основа на отчетните резултати от базовата 2018 г.

В КЕВР е постъпило преработено заявление с вх. № Е-15-29-12 от 04.02.2019 г. от „Комекес” АД, с искане за утвърждаване на цени, ведно с изменен електронен модел на цените, с предложена тарифна структура в енергийни единици, както и преработен бизнес план за периода 2019 – 2023 г. Предвид допуснатата явна фактическа грешка в една от потребителските групи, дружеството е подало коригирано заявление с вх. № Е-15-29-12 от 05.02.2019 г., ведно с коригиран електронен модел на цените и справки.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-92 от 06.02.2019 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по Протокол № 18 от 11.02.2019 г., по т. 2 и са публикувани на интернет страницата на Комисията. В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 20.02.2019 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителите на „Комекес” АД са заявили, че са съгласни с доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 20.02.2019 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителите на „Комекес” АД са заявили, че нямат възражения по проекта на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в КЕВР не са постъпили становища от заинтересовани лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Комекес” АД.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, Комисията приема за установено следното:

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през газоразпределителни мрежи, подлежат на регулиране от Комисията.

„Комекес” АД е титуляр на лицензия № Л-174-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-174-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Самоков, издадени за срок до 17.12.2039 г.

С Решение № Ц-37 от 09.11.2015 г. Комисията е утвърдила на „Комекес“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (ГРМ), цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, както

и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков, при регулаторен период до 2018 г. включително. С Решение № Ц-32 от 15.12.2017 г. Комисията е утвърдила на „Комекес“ АД, считано от 01.01.2018 г. цени за пренос на природен газ през ГРМ на територията на община Самоков, в резултат на корекция съгласно чл. 25, ал. 2, т. 3 от НРЦПГ, с разликата между прогнозните и отчетените от дружеството инвестиции в нетекущи активи за 2016 г.

„Комекес“ АД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копие на съобщението, публикувано във вестник „България днес“, бр. 203 (2139) от 27.08.2018 г.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

През новия регулаторен период „Комекес“ АД предлага промени в тарифната структура, базирани на опита на дружеството от досегашната му дейност. Заявителят предлага в групата на промишлените клиенти да бъдат обособени 3, вместо досегашните 4 подгрупи, в зависимост от годишната консумация – съответно до 1054,599 MWh, от 1054,600 до 10 545,999 MWh и над 10 546,000 MWh.

Дружеството счита, че обединяването на съществуващите досега две подгрупи с най-ниска консумация в една подгрупа е обосновано с оглед обстоятелството, че подгрупа „промишлени клиенти с годишно потребление до 20 м³“ за последните 3 години включва само 1 клиент. Според „Комекес“ АД, включването на този клиент и на други по-малки потенциални промишлени клиенти в новата подгрупа „промишлени клиенти с годишно потребление до 1054,599 MWh“ ще е по-благоприятно за тях, без това да се отразява неблагоприятно на съществуващите промишлени клиенти с годишно потребление до 1 054,599 MWh.

Обществено-административните и търговски клиенти са разделени на 5 подгрупи, в зависимост от годишното им потребление: до 52,729 MWh; от 52,730 MWh до 210,920 MWh; от 210,921 MWh до 1054,599 MWh; от 1054,600 MWh до 2109,199 MWh; над 2109,200 MWh. Дружеството не предлага промени при битовите клиенти. Ценообразуването за всяка от трите групи клиенти зависи от необходимите годишни приходи за дейността и количеството продаден газ.

С оглед горното, предложената от „Комекес“ АД тарифна структура е в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Комекес“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2019 до 2023 г.), което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноващите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозираны по години за регулаторния период. Необходимите приходи, разпределени по групи клиенти, както и по дейности, са представени в Таблицы № 1 и 2:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 1

Клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Промислени	хил. лв.	434	453	469	464	440
Обществено-административни и	хил. лв.	1255	1277	1313	1326	1269

търговски						
Битови	хил. лв.	802	903	1005	1076	1091
Общо:	хил. лв.	2491	2633	2788	2866	2800

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 2

Клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Промислени	хил. лв.	73	70	78	77	79
Обществено-административни и търговски	хил. лв.	131	125	135	134	140
Битови	хил. лв.	104	112	132	142	158
Общо:	хил. лв.	308	307	345	352	377

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни разходи (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. В Таблица № 3 са представени общите разходи за периода, разпределени по дейности:

Общо разходи по дейности

Таблица № 3

Наименование	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.	хил. лв.	1781	1910	2101	2204	2175	10 171	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	1536	1669	1828	1928	1878	8839	87%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	245	241	273	277	297	1332	13%

Според представената обосновка, прогнозните разходи включват само разходи, пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. Разходите за дейността са формирани за петгодишен период при прогнозни цени към момента на изготвяне на бизнес плана, въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи клиенти; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите. Във видовете разходи, които участват при образуването на цените, не са включени финансовите и извънредните разходи, разходите за данъци върху печалбата и разходите за бъдещи периоди. В тази връзка следва да се има предвид, че със заявление с вх. № Е-15-29-11 от 04.02.2019 г. „Комекес” АД е представило за одобрение в КЕВР бизнес план за дейността на дружеството за периода 2019 – 2023 г., който е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

Общият размер на прогнозните разходи на „Комекес” АД за регулаторния период е 10 171 хил. лв. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ включват разходи за пренос на природен газ и отчитането му. Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ включват разходи за продажба на природен газ на клиенти, фактуриране и инкасиране на стойността на потребения природен газ. За нуждите на ценообразуването разходите за дейностите са разделени, както следва: разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставените количества природен газ.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изр. второ от НРЦПГ, „Комекес” АД е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 87% от общия обем разходи и нарастват от 1536 хил. лв. през 2019 г. на 1928 хил. лв. през 2022 г., а за 2023 г. са в размер на 1878 хил. лв.

Условно-постоянните разходи представляват 99% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени по икономически елементи, както следва:

Разходи за материали, които представляват 4% от УПР за дейността и нарастват от 69 хил. лв. през 2019 г. на 79 хил. лв. през 2023 г. Те включват: разходи за горива за транспортните средства, прогнозирани на база среден разход на километър изградена ГРМ, на база отчетни данни за 2017 г. и 2018 г. (125 лв./км); работно облекло за покупка на лятно и зимно облекло, прогнозирани на база персонал – около 160 лв./човек за година; канцеларски материали, прогнозирани според броя на персонала – 211 лв./човек на година; материали за текущо поддържане, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по линейната част от ГРМ, които са прогнозирани като процент от стойността на изградените линейни участъци и съоръженията (приблизително 0,3% от стойността на изградените активи).

Разходите за външни услуги представляват 10% от УПР и нарастват от 165 хил. лв. през 2019 г. на 187 хил. лв. през 2023 г. Тези разходи включват: разходи за застраховки, които са прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи (0,15%) и включват имуществена застраховка индустриален пожар, кражба чрез взлом, гражданска застраховка юридически лица; разходи за данъци и такси, като лицензионните такси са прогнозирани в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на представения бизнес план; пощенските разходи, телефони и абонаменти са прогнозирани в размер на 9 хил. лв. годишно; разходите за абонаментно поддържане и аварийна готовност, включващи разходи за сервизно обслужване и поддръжка на линейните газопроводи, съоръженията, одориращите инсталации и разходи за поддържане на аварийна готовност, като са прогнозирани в размер на 460 лв./годишно на километър изградена мрежа; разходите за въоръжена и противопожарна охрана са прогнозирани в зависимост от дължината на изградената ГРМ в размер на 8 лв./годишно на километър изградена мрежа; разходи за реклама и рекламни материали и развойна дейност, които включват изготвянето и периодичното излъчване на рекламни съобщения, а през новия регулаторен период и на рекламни клипове, по местните радио и телевизионни канали; периодични статии в местния печат; изготвяне и разпространение на рекламни листовки и брошури; разходи за наеми, прогнозирани на около 11 000 лв. на година; разходите за проверка на уреди са определени в размер на средно по 4 лв./годишно за всяко въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо промишлени, обществено-административни и търговски клиенти, и битово съоръжение при съобразяване със съответната периодичност на проверките; експертните и одиторски разходи са прогнозирани като 0,05% от стойността на приходите на база отчетни данни; разходите за вода, отопление и осветление са прогнозирани в зависимост от отчетните разходи за базовата година и броя на офисите – около 7-9 лв./кв. м офисна площ; други разходи включват всички допълнително възникващи разходи за външни услуги, които не са включени в изброените пера – около 22 000 лв. на година, свързани с извършваните за дружеството консултантски, счетоводни и юридически услуги. Лицензиантът не предвижда в щатното си разписание длъжности за счетоводители, юристи/юрисконсулти, тъй като счита за по-ефективно и целесъобразно възлагането на тези дейности като външни услуги.

Разходите за амортизации представляват 52% от УПР и се увеличават от 807 хил. лв. през 2019 г. на 1019 хил. лв. през 2022 г., а през 2023 г. са в размер на 934 хил. лв. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са изчислени по линеен метод, съгласно разпоредбите на НРЦПГ. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на активите по видове и по години.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 24% от УПР и се увеличават от 347 хил. лв. през 2019 г. на 474 хил. лв. през 2023 г. От представената обосновка е видно, че с програмата за ускорена газификация „DESIREE GAS“, стартирала

през втората половина на 2016 г., „Комекес“ АД отчита ръст на новоприсъединените битови клиенти и прогнозира, че този ръст ще се запази и през следващите няколко години. В тази връзка заявителят посочва, че предвиденото увеличение на разходите за заплати и социални осигуровки е свързано основно с увеличението на средносписъчния състав на персонала от 16 души за 2017 г. на 27 души през месец септември 2018 г. За регулаторния период 2019 – 2023 г. „Комекес“ АД предвижда плавно увеличение на разходите за труд, свързано с прогнозираното увеличение на минималната работна заплата, средната работна заплата в отрасъла, както и на минималните осигурителни прагове. Дружеството прогнозира и плавно увеличение на средната численост на персонала, който да достигне до 26 души за дейността „разпределение на природен газ“ и 13 души за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, съответстващо на стандартите и на нуждите за развитие и поддържане на ГРМ и обслужване на клиентите.

Разходите за социални осигуровки включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно нормативната уредба (ЗОДФЛ, КЗОО, ЗБДОО, КТ и др.). Тези разходи са в зависимост от броя персонал през годините на регулаторния период, като представляват 4% от УПР и размерът им се увеличава от 64 хил. лв. през 2019 г. на 87 хил. лв. през 2023 г. Увеличението на тези разходи е свързано най-вече с планирания ръст на разходи за труд за прогнозния период.

Социалните разходи представляват 0,1% от УПР и се увеличават от хиляда лева през 2019 г. на 2 хил. лв. през 2023 г.

Други разходи представляват 5% от УПР и се увеличават от 72 хил. лв. през 2019 г. на 98 хил. лв. през 2023 г. Тези разходи включват: допълнителни разходи, свързани с административната дейност на дружеството, които са предимно транспортни разходи, командировки и обучения на персонала, и охрана на труда, определени в зависимост от броя му; разходи, произтичащи от задължения по нормативни актове, формирани от начисляването на суми за компенсируеми отпуски и осигуровки, съгласно НСС 19 и допълнителни плащания по договор с обществения доставчик за приети количества в повече от уговорените или неприети количества природен газ. Увеличените на предвидените в тази позиция разходи е свързано най-вече с планирания ръст на разходите за труд през прогнозния период.

Променливите разходи представляват 1% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават от 12 хил. лв. през 2019 г. на 16 хил. лв. през 2023 г. Те включват разходи за одорант и материали за текущо поддържане, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“. Разходите за одорант нарастват от 8 хил. лв. през 2019 г. до 10 хил. лв. през 2023 г. и са прогнозирани при разходна норма от 24 mg/MWh и прогнозните количества природен газ за реализация. Разходът на одорант за 1 MWh е в размер на 2,37 лв. Разходите за материали за текущо поддържане, които включват разходите за поддръжка на таблата и са прогнозирани в размер на 1 лев за брой.

2.1.2. Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Тези разходи представляват 13% от общия обем разходи и включват само условно-постоянни разходи, тъй като дружеството не е планирало променливи разходи. Разходите за дейността нарастват от 245 хил. лв. през 2019 г. до 297 хил. лв. през 2023 г.

Условно-постоянните разходи представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. УПР за дейността са разпределени по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали са с относителен дял от 4%, като се увеличават от 8 хил. лв. през 2019 г. на 13 хил. лв. през 2023 г. и включват разходи за: канцеларски материали, работно облекло, гориво за автотранспорт и материали за текущо поддържане.

Разходите за външни услуги представляват 14% от разходите за дейността, като се увеличават от 37 хил. лв. през 2019 г. на 41 хил. лв. през 2023 г. Те включват: разходи за застраховки, пощенски разходи и разходи за телефони, разходи за абонаментно

поддържане и аварийна готовност, наеми, данъци и такси, експертни и одиторски разходи, съдебни разходи и др.

Разходите за амортизации представляват 1% от разходите, предвидени за дейността, като са в размер на 12 хил. лв. през 2019 г. и 6 хил. лв. през 2020 г. За останалите три години от регулаторния период дружеството не е предвидило такива разходи.

Разходите за заплати и възнаграждения са с относителен дял 64% от разходите за дейността, като размерът им се увеличава от 149 хил. лв. през 2019 г. на 193 хил. лв. през 2023 г.

Разходите за социални осигуровки представляват 12% от разходите за дейността и са планирани в съответствие с нормативните изисквания, като размерът им се увеличава от 28 хил. лв. през 2019 г. на 36 хил. лв. през 2023 г.

Социалните разходи представляват 0,4% от УПР и са в размер на хиляда лева за всяка година от регулаторния период.

Други разходи са с относителен дял 5% в общия обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и се увеличават от 11 хил. лв. през 2019 г. до 14 хил. лв. през 2023 г., като включват: разходи за служебни карти, охрана на труда, разходи за реклама и маркетинг, разходи за командировки и обучение на персонала, разходи за публикации.

От извършения анализ на прогнозния размер на разходите, като част от необходимите годишни приходи на цените за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ може да се направи извода, че същите са икономически обосновани.

2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени, съответно в Таблицы № 4 и 5:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 4

№	Позиция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	13 781	13 848	13 694	13 260	13 005
2.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	958	909	818	668	642
3.	Необходим оборотен капитал	91	99	109	114	118
4.	Регулаторна база на активите	12 914	13 037	12 985	12 706	12 482
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,39%	7,39%	7,39%	7,39%	7,39%
6.	Възвръщаемост	954	963	959	939	922
7.	Разходи, в т.ч.:	1536	1669	1828	1928	1878
7.1..	УПР	1525	1657	1814	1913	1862
7.2.	Променливи разходи	12	13	14	15	16

Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 5

№	Позиция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	6	-	-	-	-
2.	Необходим оборотен капитал	853	903	972	1024	1078
3.	Регулаторна база на активите	858	903	972	1024	1078
4.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,39%	7,39%	7,39%	7,39%	7,39%
5.	Възвръщаемост	63	67	72	76	80
6.	Разходи, в т.ч.:	245	241	273	277	297
6.1.	УПР	245	241	273	277	297

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с

разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2019 – 2023 г. са в размер на 4349 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 2635 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 1714 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Комекес” АД среднопотеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2019 – 2023 г. е в размер на 7,39%, която е изчислена при използване на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 6,65% и при отчитане на данъчните задължения.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на предприятието, финансова история на предприятието, на основата на статистически данни за пазарните величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business⁵ и на Българската народна банка (БНБ)⁶. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Комекес” АД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Комекес” АД е използван безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните от Западна Европа в размер на 0,67 за 2019 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При преобразуването на безлостовия коефициент в лостов, същият запазва размера от 0,67, предвид капиталовата структура на дружеството и факта, че то не възнамерява да използва привлечени средства. Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,60%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,96%) и премията за специфичния за държавата риск (2,64%) по актуализирани данни от месец януари 2019 г. от горепосочения източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 0,8922%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период януари – декември 2018 г.

При прилагане на горепосочените параметри, нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Комекес” АД се изчислява в размер на 6,65%, която съответства на предложената от дружеството.

Предвид горното, предложената от „Комекес” АД среднопотеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,39%, изчислена при използване на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 6,65% и при отчитане на данъчните

⁵ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

⁶ <http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

задължения за регулаторен период 2019 – 2023 г., е обоснована.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството, са представени по години и по групи клиенти в Таблици № 6 и 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Промислени	MWh/г.	59 481	59 698	62 253	62 470	62 687
Обществено-административни и търговски	MWh/г.	59 600	62 396	65 355	68 278	71 237
Битови	MWh/г.	33 141	39 454	45 767	52 079	58 392
Общо:	MWh/г.	152 223	161 548	173 375	182 828	192 316

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Промислени	бр.	17	18	20	21	22
Обществено-административни и търговски	бр.	124	130	138	145	153
Битови	бр.	2100	2500	2900	3300	3700
Общо:	бр.	2241	2648	3058	3466	3875

За целите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, е разпределена чрез дела на проектния максимален часови разход на отделните клиентски групи, присъединени към съответния участък (съоръжението, отклонението) в общия оразмерителен часови разход. Разпределението на възвръщаемостта и УПР между отделните групи клиенти се определя на база избраната характеристика на потребление.

Изменението на стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти и по години е следното: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,17 през 2019 г. на 0,16 през 2023 г., за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0,50 през 2019 г. на 0,45 през 2023 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,32 през 2019 г. на 0,39 през 2023 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента за промишлените клиенти намалява от 0,24 през 2019 г. на 0,21 през 2023 г., за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0,43 през 2019 г. на 0,37 през 2023 г., а за битовите клиенти нараства от 0,34 през 2019 г. на 0,42 през 2023 г.

Коефициентът за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчита дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на коефициента за промишлените клиенти намалява през регулаторния период от 0,39 през 2019 г. на 0,33 през 2023 г., за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0,39 през 2019 г. на 0,37 през 2023 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,22 през 2019 г. на 0,30 през 2023 г.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни

приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Съгласно чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9.

Предложените от „Комекес” АД цени за пренос на природен газ през ГРМ, пределни цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Самоков, са посочени в Таблица № 8:

Цени за пренос през ГРМ и цени снабдяване с природен газ *Таблица № 8*

Групи и подгрупи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промишлени		
до 1054,599 MWh	14,12	1,23
от 1054,600 MWh до 10 545,999 MWh	8,66	1,23
над 10 546,000 MWh	6,49	1,23
ОА и търговски		
до 52,729 MWh	22,52	2,04
от 52,730 MWh до 210,920 MWh	22,37	2,04
от 210,921 MWh до 1054,599 MWh	21,01	2,04
от 1054,600 MWh до 2109,199 MWh	19,13	2,04
над 2109,200 MWh	17,63	2,04
Битови	21,50	2,84

Забележка: в предложените за утвърждаване цени са без ДДС и акциз.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-29-12 от 05.02.2019 г. от „Комекес” АД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ. Предложените от „Комекес” АД за утвърждаване цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2019 – 2023 г.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към ГРМ се образува по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството се делят на УПР и променливи разходи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на екзекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход, включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Самоков са посочени в Таблица № 9:

Цени за присъединяване *Таблица № 9*

Групи и подгрупи клиенти	Цени (лв./клиент)
Промишлени	
до 1054,599 MWh	3276
от 1054,600 MWh до 10 545,999 MWh	3748
над 10 546,000 MWh	3748

ОА и търговски	
до 52,729 MWh	2202
от 52,730 MWh до 210,920 MWh	2425
от 210,921 MWh до 1054,599 MWh	2833
от 1054,600 MWh до 2109,199 MWh	2833
над 2109,200 MWh	2833
Битови	583

Изказвания по т.4.:

Докладва Р. Тахир. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на „Комекес” АД са приети от КЕВР с решение по Протокол № 18 от 11.02.2019 г., по т. 2 и са публикувани на интернет страницата на Комисията. На 20.02.2019 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителите на „Комекес” АД са заявили, че са съгласни с доклада. На 20.02.2019 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителите на „Комекес” АД са заявили, че нямат възражения по проекта на решение. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ, в КЕВР не са постъпили становища от заинтересовани лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Комекес” АД. Предвид горното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, работната група предлага на Комисията за енергийно и водно регулиране да вземе следното решение:

I. Утвърждава, считано от 01.04.2019 г., на „Комекес” АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков, за регулаторен период от 2019 до 2023 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа *(посочени са цените по групи и подгрупи клиенти)*.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ *(посочени са необходимите годишни приходи за периода, количествата природен газ и нормата на възвръщаемост на капитала)*.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа *(посочени по групи клиенти)*.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа *(посочени са ценообразуващите елементи, количествата природен газ по години, нормата на възвръщаемост)*.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков *(по групи и подгрупи клиенти)*.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз” ЕАД.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по проекта на решение.

Предвид горното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.04.2019 г., на „Комекес” АД цени за пренос на

природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков, за регулаторен период от 2019 до 2023 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти:

до 1054,599 MWh 14,12 лв./MWh;

от 1054,600 MWh до 10 545,999 MWh 8,66 лв./MWh;

над 10 546,000 MWh 6,49 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти:

до 52,729 MWh 22,52 лв./MWh;

от 52,730 MWh до 210,920 MWh 22,37 лв./MWh;

от 210,921 MWh до 1054,599 MWh 21,01 лв./MWh;

от 1054,600 MWh до 2109,199 MWh 19,13 лв./MWh;

над 2109,200 MWh 17,63 лв./MWh;

1.3. За битови клиенти: 21,50 лв./MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 2491 хил. лв., за 2020 г. – 2633 хил. лв., за 2021 г. – 2788 хил. лв., за 2022 г. – 2866 хил. лв., за 2023 г. – 2800 хил. лв.

Количества природен газ: за 2019 г. – 152 223 MWh/г., за 2020 г. – 161 548 MWh/г., за 2021 г. – 173 375 MWh/г., за 2022 г. – 182 828 MWh/г., за 2023 г. – 192 316 MWh/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,39%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

3.1. За промишлени клиенти: 46,03 лв./MWh;

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 46,84 лв./MWh;

3.3. За битови клиенти: 47,64 лв./MWh.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на годината): 44,80 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 1,23 лв./MWh;

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 2,04 лв./MWh;

4.2.3. За битови клиенти: 2,84 лв./MWh.

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 308 хил. лв., за 2020 г. – 307 хил. лв., за 2021 г. – 345 хил. лв., за 2022 г. – 352 хил. лв., за 2023 г. – 377 хил. лв.

Количества природен газ: за 2019 г. – 152 223 MWh/г., за 2020 г. – 161 548 MWh/г., за 2021 г. – 173 375 MWh/г., за 2022 г. – 182 828 MWh/г., за 2023 г. – 192 316 MWh/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,39%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков, както следва:

5.1. За промишлени клиенти:

до 1054,599 MWh 3276 лв.;

от 1054,600 MWh до 10 545,999 MWh 3748 лв.;

над 10 546,000 MWh 3748 лв.;

5.2. За обществено-административни и търговски клиенти:

до 52,729 MWh 2202 лв.;

от 52,730 MWh до 210,920 MWh 2425 лв.;

от 210,921 MWh до 1054,599 MWh 2833 лв.;

от 1054,600 MWh до 2109,199 MWh 2833 лв.;

над 2109,200 MWh 2833 лв.;

5.3. За битови клиенти:

583 лв.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Владко Владимиров, Евгения Харитоновна.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Светла Тодорова – за, Ремзи Осман – за, Владко Владимиров - за, Евгения Харитоновна – за), от които **два гласа** (Владко Владимиров, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.04.2019 г., на „Каварна газ“ ООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на териториите на общините Каварна и Шабла, за регулаторен период от 2019 до 2023 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти:

до 500 MWh/год. вкл. 14,70 лв./MWh;

над 500 MWh/год. 11,74 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти:

до 50 MWh/год. вкл. 23,85 лв./MWh;

над 50 MWh/год. до 500 MWh/год. вкл. 18,53 лв./MWh;

над 500 MWh/год. 15,00 лв./MWh;

1.3. За битови клиенти: 24,29 лв./MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 431 хил. лв., за 2020 г. – 462 хил. лв., за 2021 г. – 481 хил. лв., за 2022 г. – 486 хил. лв., за 2023 г. – 507 хил. лв.

Количества природен газ: за 2019 г. – 22 580 MWh/год., за 2020 г. – 23 381 MWh/год., за 2021 г. – 23 640 MWh/год., за 2022 г. – 24 155 MWh/год., за 2023 г. – 24 903 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,39%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

3.1. За промишлени клиенти: 45,76 лв./MWh.

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 46,32 лв./MWh.

3.3. За битови клиенти: 50,17 лв./MWh.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на годината): 44,80 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 0,96 лв./MWh.

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 1,52 лв./MWh.

4.2.3. За битови клиенти: 5,37 лв./MWh.

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 80 хил. лв., за 2020 г. – 83 хил. лв., за 2021 г. – 86 хил. лв., за 2022 г. – 90 хил. лв., за 2023 г. – 95 хил. лв.

Количества природен газ: за 2019 г. – 22 580 MWh/год., за 2020 г. – 23 381 MWh/год., за 2021 г. – 23 640 MWh/год., за 2022 г. – 24 155 MWh/год., за 2023 г. – 24 903 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,39%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на териториите на общините Каварна и Шабла, както следва:

5.1. За промишлени клиенти:

до 5000 MWh/час	2731 лв./клиент;
до 10 000 MWh/час	3658 лв./клиент;
над 10 000 MWh/час	4181 лв./клиент;

5.2. За обществено-административни и търговски клиенти:

до 700 MWh/час	1506 лв./клиент;
до 5000 MWh/час	1892 лв./клиент;
над 5000 MWh/час	2309 лв./клиент.

5.3. За битови клиенти: 682 лв./клиент.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

По т.2. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.04.2019 г., на „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия Тракия и на териториите на общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, за регулаторен период от 2019 г. до 2023 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти с годишно потребление:

до 1000 MWh/г.	22,02 лв./MWh;
от 1000 до 5000 MWh/г.	14,10 лв./MWh;
от 5000 до 10 000 MWh/г.	10,91 лв./MWh;
от 10 000 до 50 000 MWh/г.	9,89 лв./MWh;
над 50 000 MWh/г.	9,25 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 23,68 лв./MWh;

1.3. За битови клиенти: 25,39 лв./MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 13 703 хил. лв., за 2020 г. – 14 090 хил. лв., за 2021 г. – 14 308 хил. лв., за 2022 г. – 14 323 хил. лв., за 2023 г. – 14 011 хил. лв.

Количества природен газ: за 2019 г. – 871 563 MWh/г., за 2020 г. – 901 264 MWh/г., за 2021 г. – 982 239 MWh/г., за 2022 г. – 1 002 960 MWh/г., за 2023 г. – 1 022 823 MWh/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,45%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

3.1. За промишлени клиенти: 45,27 лв./MWh;

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 45,68 лв./MWh;

3.3. За битови клиенти: 5,69 лв./клиент на месец и цена на природния газ на обществения доставчик за съответното тримесечие.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на годината): 44,80 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 0,47 лв./MWh;

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 0,88 лв./MWh;

4.2.3. За битови клиенти: 5,69 лв./клиент на месец;

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 510 хил. лв., за 2020 г. – 562 хил. лв., за 2021 г. – 619 хил. лв., за 2022 г. – 654 хил. лв., за 2023 г. – 681 хил. лв.

Количества природен газ: за 2019 г. – 871 563 MWh/г., за 2020 г. – 901 264 MWh/г., за 2021 г. – 982 239 MWh/г., за 2022 г. – 1 002 960 MWh/г., за 2023 г. – 1 022 823 MWh/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,45%.

5. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Кърджали, снабдявани със сгъстен

природен газ:

5.1. За промишлени клиенти: 60,80 лв./MWh;

5.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 61,21 лв./MWh;

5.3. За битови клиенти: 5,69 лв./клиент на месец и цена на природния газ на обществения доставчик за съответното тримесечие.

6. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Кърджали включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със СПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ за територията на община Кърджали: 15,53 лв./MWh.

7. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Велинград, снабдявани със сгъстен природен газ:

7.1. За промишлени клиенти: 66,42 лв./MWh;

7.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 66,83 лв./MWh;

7.3. За битови клиенти: 5,69 лв./клиент на месец и цена на природния газ на обществения доставчик за съответното тримесечие.

8. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Велинград включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със СПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ за територията на община Велинград: 21,15 лв./MWh.

9. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Павел баня, снабдявани със сгъстен природен газ:

9.1. За промишлени клиенти: 56,47 лв./MWh;

9.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 56,88 лв./MWh;

9.3. За битови клиенти: 5,69 лв./клиент на месец и цена на природния газ на обществения доставчик за съответното тримесечие.

10. Ценовите компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа за територията на община Павел баня включват компонентите по т. 4 и ценова компонента за снабдяване със СПГ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ за територията на община Павел баня: 11,20 лв./MWh.

11. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на обособена територия Тракия и на териториите на общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица и Брацигово, както следва:

11.1. За промишлени клиенти: 4880 лв./клиент;

11.2. Обществено-административни и търговски клиенти: 2680 лв./клиент;

11.3. Битови клиенти: 520 лв./клиент.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

По т.3. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.04.2019 г., на „Газтрейд Сливен“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сливен, за регулаторен период от 2019 до 2023 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За стопански клиенти с равномерно потребление:

до 211 MWh/год. 15,29 лв./MWh;

от 211 до 527,5 MWh/год. 14,41 лв./MWh;

от 527,5 до 1055 MWh/год. 13,04 лв./MWh;

от 1055 до 2110 MWh/год. 12,14 лв./MWh;

от 2110 до 5275 MWh/год. 10,66 лв./MWh;

от 5275 до 10 550 MWh/год. 7,90 лв./MWh;

над 10 550 MWh/год. 5,99 лв./MWh.

1.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление:

до 52,75 MWh/год.	20,96 лв./MWh;
от 52,75 до 211 MWh/год.	19,28 лв./MWh;
от 211 до 527,5 MWh/год.	18,44 лв./MWh;
от 527,5 до 1055 MWh/год.	16,87 лв./MWh;
от 1055 до 2110 MWh/год.	14,46 лв./MWh;
от 2110 до 5275 MWh/год.	13,63 лв./MWh;
от 5275 до 10 550 MWh/год.	13,49 лв./MWh.

1.3. За битови клиенти: 22,90 лв./MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 587 хил. лв., за 2020 г. – 811 хил. лв., за 2021 г. – 967 хил. лв., за 2022 г. – 1057 хил. лв., за 2023 г. – 1111 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2019 г. – 72 338 MWh/год., за 2020 г. – 73 942 MWh/год., за 2021 г. – 84 140 MWh/год., за 2022 г. – 94 616 MWh/год., за 2023 г. – 110 180 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 3,50%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

3.1. За стопански клиенти с равномерно потребление:	45,42 лв./MWh;
3.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление:	46,15 лв./MWh;
3.3. За битови клиенти:	46,25 лв./MWh.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на годината): 44,80 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За стопански клиенти с равномерно потребление:	0,62 лв./MWh.
4.2.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление:	1,35 лв./MWh;
4.2.3. За битови клиенти:	1,45 лв./MWh.

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 69 хил. лв., за 2020 г. – 69 хил. лв., за 2021 г. – 70 хил. лв., за 2022 г. – 72 хил. лв., за 2023 г. – 74 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2019 г. – 72 338 MWh/год., за 2020 г. – 73 942 MWh/год., за 2021 г. – 84 140 MWh/год., за 2022 г. – 94 616 MWh/год., за 2023 г. – 110 180 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 3,50%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сливен, както следва:

5.1. За небитови клиенти:

до 0,264 MWh:	3549 лв.;
до 0,739 MWh:	3748 лв.;
до 0,422 MWh:	4182 лв.;
до 10,550 MWh:	5155 лв.;
над 10,550 MWh:	5751 лв.;

5.2. За битови клиенти: 690 лв.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

По т.4. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.04.2019 г., на „Комекес“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков, за регулаторен период от 2019 до 2023 г., както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

1.1. За промишлени клиенти:

до 1054,599 MWh	14,12 лв./MWh;
от 1054,600 MWh до 10 545,999 MWh	8,66 лв./MWh;
над 10 546,000 MWh	6,49 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти:	
до 52,729 MWh	22,52 лв./MWh;
от 52,730 MWh до 210,920 MWh	22,37 лв./MWh;
от 210,921 MWh до 1054,599 MWh	21,01 лв./MWh;
от 1054,600 MWh до 2109,199 MWh	19,13 лв./MWh;
над 2109,200 MWh	17,63 лв./MWh;
1.3. За битови клиенти:	21,50 лв./MWh.

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 2491 хил. лв., за 2020 г. – 2633 хил. лв., за 2021 г. – 2788 хил. лв., за 2022 г. – 2866 хил. лв., за 2023 г. – 2800 хил. лв.

Количества природен газ: за 2019 г. – 152 223 MWh/г., за 2020 г. – 161 548 MWh/г., за 2021 г. – 173 375 MWh/г., за 2022 г. – 182 828 MWh/г., за 2023 г. – 192 316 MWh/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,39%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

- 3.1. За промишлени клиенти: 46,03 лв./MWh;
- 3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 46,84 лв./MWh;
- 3.3. За битови клиенти: 47,64 лв./MWh.

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ (цена на обществения доставчик за съответното тримесечие на годината): 44,80 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

- 4.2.1. За промишлени клиенти: 1,23 лв./MWh;
- 4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 2,04 лв./MWh;
- 4.2.3. За битови клиенти: 2,84 лв./MWh.

4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2019 г. – 308 хил. лв., за 2020 г. – 307 хил. лв., за 2021 г. – 345 хил. лв., за 2022 г. – 352 хил. лв., за 2023 г. – 377 хил. лв.

Количества природен газ: за 2019 г. – 152 223 MWh/г., за 2020 г. – 161 548 MWh/г., за 2021 г. – 173 375 MWh/г., за 2022 г. – 182 828 MWh/г., за 2023 г. – 192 316 MWh/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,39%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков, както следва:

5.1. За промишлени клиенти:	
до 1054,599 MWh	3276 лв.;
от 1054,600 MWh до 10 545,999 MWh	3748 лв.;
над 10 546,000 MWh	3748 лв.;
5.2. За обществено-административни и търговски клиенти:	
до 52,729 MWh	2202 лв.;
от 52,730 MWh до 210,920 MWh	2425 лв.;
от 210,921 MWh до 1054,599 MWh	2833 лв.;
от 1054,600 MWh до 2109,199 MWh	2833 лв.;
над 2109,200 MWh	2833 лв.;
5.3. За битови клиенти:	583 лв.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-6 от 14.03.2019 г. относно заявления от „Каварна газ“ ООД за утвърждаване на цени за пренос по газоразпределителна мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Каварна и Шабла за регулаторен период 2019 – 2023 г.

2. Решение на КЕВР № Ц-7 от 14.03.2019 г. относно заявление от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителна мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителна мрежа на обособена територия Тракия и общините Кърджали, Велинград, Павел баня, Гурково, Твърдица

и Брацигово, за регулаторен период 2019 – 2023 г.

3. Решение на КЕВР № Ц-8 от 14.03.2019 г. относно заявление от „Газтрейд Сливен“ ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сливен за периода 2019 – 2023 г.

4. Решение на КЕВР № Ц-9 от 14.03.2019 г. относно заявление от „Комекес“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков за регулаторен период 2019 – 2023 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....
(С. Годорова)

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

.....
(Р. Осман)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Е. Харитонова)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:
(Н. Косев - главен експерт)