



Вх. №/.....2019 г.

ДО
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ
ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КОМИСИЯТА
ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

ДОКЛАД

от
дирекция „Природен газ“
и дирекция „Правна“

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.*

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

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 януари 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 хранене 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 период 2019 – 2023 г.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, се установи 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 обоснованите 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	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, прогнозиран на база среден разход на километър изградена ГРМ въз основа на отчетни данни за 2017 г. – 100 лв./км; работно облекло, прогнозиран на база персонал по 250 лв. на човек годишно за закупуване на лятно и зимно облекло; канцеларски материали, прогнозиран 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, прогнозиран 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 прогнозиран, 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, прогнозиран 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, прогнозиран в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър в размер на 1102 лв.; реклама и рекламни материали, прогнозиран 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, прогнозиран 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, прогнозирани при разходна норма от 2,4 mg/MWh, прогнозните количества за реализация и цената на одоранта и материали за текущо поддържане, прогнозирани 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 прогнозируваният 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 прогнозируваният 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 обществен 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.

Подгряване 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 подгряване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствени нужди. Стойността на природния газ, използван за подгряване, е 3,16 лв./1000 нм³ (0,30 лв./MWh).

В тази връзка дружеството предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване 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 обществен доставчик, и търговска надбавка за компресиране, транспорт и вместимост в размер на 220,00 лв./1000 нм³ (20,85 лв./MWh).

Декомпресиране и подгряване 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 подгряване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствени нужди. Стойността на природния газ, използван за подгряване е 3,16 лв./1000 нм³ (0,30 лв./MWh).

Дружеството предлага ценова компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване 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.

Подгряване 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 подгряване 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 подгряване, да бъде 3,16 лв./1000 нм³ (0,30 лв./MWh).

Предвид горното, разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния 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 Таблици № 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

№	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 Business¹ и на Българската народна банка (БНБ)². 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

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

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

(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:

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 часови 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 общественно-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 общественно-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 сгъстен природен газ

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 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 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 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:

Цени за присъединяване

Таблица № 11

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и ал. 6, чл. 44, чл. 45, чл. 50 и чл. 51 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, предлагаме Комисията да обсъди и вземе следните

РЕШЕНИЕ:

1. Да приеме настоящия доклад и проекта на решение;
2. Да определи дата, час и място за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;
3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи „Ситигаз България“ ЕАД или други упълномощени от тях представители на дружеството;
4. Да определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на проекта на решение по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;

5. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т. 1 заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

6. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по проекта на решение.

Приложение: проект на решение.