



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

Комисия за енергийно
и водно регулиране



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 „Примагаз“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Варна за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, 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 „Примагаз“ АД с вх. № Е-15-21-14 от 28.09.2018 г. за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа (ГРМ) за територията на община Варна за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за регулаторен период 2019 – 2023 г.

Със Заповед № 3-Е-141 от 03.10.2018 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-15-21-14 от 05.10.2018 г. е изискано „Примагаз“ АД да представи в КЕВР: преработено заявление за утвърждаване на цени, преработен електронен модел с попълнени всички справки, както и същите на хартиен носител; обосновка на разходите, за които не е представена такава; копие от договора за наем, доказващ заложените разходи в електронния модел на цените.

С писма с вх. № Е-15-21-14 от 25.10.2018 г. и с вх. № Е-15-21-13 от 01.11.2018 г., „Примагаз“ АД е представило: преработено заявление за утвърждаване на цени, преработен електронен модел за цени, копие от договор за наем, както и обосновка за разходите. Приложен е и Договор № 34-1 от 15.07.2002 г., сключен между „Примагаз“ АД и „Топлофикация Варна“ ЕАД, с настоящо наименование „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, с предмет съвместно ползване на газопровод (ГРС – ОЦ „Вл. Варненчик“) Ду 500 за пренос на природен газ средно налягане, от газорегулиращата станция (ГРС) до отклонението на „Примагаз“ АД, собственост на „Топлофикация Варна“ ЕАД, със срок до момента, в който някоя от страните не е предявила писмено искане за прекратяване му, което се допуска при тримесечно предизвестие след писмено искане на някоя от страните.

Във връзка с приетата 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-15-21-14 от 29.11.2018 г. е изискано „Примагаз“ АД да преработи заявлението за утвърждаване на цени в съответствие с влезлите в сила промени в нормативната уредба. В тази връзка, с писмо с вх. № Е-15-21-14 от 20.12.2018 г. заявителят е представил преработен електронен модел на цените и преработен бизнес план за периода 2019-2023 г. С писмо с вх. № Е-15-21-14 от 28.12.2018 г. дружеството е представило заявление за утвърждаване на цени, както и преработен електронен модел на цени, на хартиен и електронен носител. С писмо с вх. № Е-15-21-14 от 24.01.2019 г. дружеството е представило преработено заявление за утвърждаване на цени, ведно с преработен електронен модел на цени, на хартиен и електронен носител.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, се установи 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.

„Примагаз“ АД е титуляр на лицензия № Л-153-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-153-12 от 18.01.2010 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Варна за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, със срок до 17.12.2039 г.

С Решение № Ц-19 от 15.06.2015 г. Комисията е утвърдила на „Примагаз“ АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ, при регулаторен период до 2018 г. включително. Предвид факта, че дружеството не е предложило промяна на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ, са запазени цените за присъединяване, утвърдени с Решение № Ц-021 от 03.05.2010 г. на ДКЕВР. С Решение № Ц-3 от 16.01.2018 г. Комисията е утвърдила на „Примагаз“ АД цени за пренос на природен газ през ГРМ за територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, 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.

В съответствие с чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, заявителят е представил копие на договор, по който крайният снабдител купува природен газ, а именно Договор № 156-191 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 същият може да бъде удължен с допълнително споразумение, подписано от двете страни.

„Примагаз“ 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 за предложените за утвърждаване цени, публикувано във вестник „Черно море“ от 03.08.2018 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).

„Примагаз“ АД посочва, че маркетинговата стратегия на дружеството се състои в основна класификация на клиентските групи, сегментация на пазара и изследвания на домакинствата на територията на гр. Варна. Съобразно потреблението на клиентите на природен газ, същите са разделени на три групи: *промишлени клиенти, обществено-административни и търговски клиенти, и битови клиенти*. Тарифната структура е

предложена в енергийни единици. С оглед изложеното, предложената от „Примагаз“ АД тарифна структура е в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Примагаз“ АД регулаторен период на цените е с продължителност 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 обосноваването на разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейностите „разпределение на природен газ“ и „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 Таблици № 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.	841	871	894	921	938
Обществено-административни и търговски	хил. лв.	608	629	647	674	695
Битови	хил. лв.	206	217	226	241	253
Общо:	хил. лв.	1655	1717	1766	1836	1886

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.	33	36	39	42	44
Обществено-административни и търговски	хил. лв.	13	14	15	17	18
Битови	хил. лв.	17	19	20	23	25
Общо:	хил. лв.	63	69	74	81	87

2.1. Разходи

Съгласно чл. 10 от НРЦПГ, 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. Предложените от дружеството 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.	1285	1338	1377	1436	1473	6910	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	1269	1319	1357	1414	1449	6809	99%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	17	19	20	22	24	102	1%

Според заявителя, разходите за дейността са формирани 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 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, експлоатация на ГРМ и съоръженията и обслужване на клиентите. „Примагаз“ АД е посочило разходите по регулирани дейности: разпределение на природен газ по ГРМ и снабдяване с природен газ от краен снабдител. Дейността по разпределение на природен газ по ГРМ е свързана с преноса на природен газ по

разпределителната мрежа и включва разходи за пренос на природен газ и отчитането му. Дейността снабдяване с природен газ от краен снабдител включва разходи за продажба на природен газ на клиенти, фактуриране и инкасиране на стойността на потребения природен газ. Годишните разходи са групирани по икономически елементи, като във всяка група са изброени детайлно всички конкретни видове разходи. Условно-постоянните разходи, които не зависят от количествата природен газ, са прогнозирани по години без отчитане на инфлация за периода. В тази връзка в разходите за текущ и аварийен ремонт са посочени само разходите за ремонт, който не води до увеличаване на стойността на активите. Прогнозната стойност на променливите разходи е функция на прогнозираните количества природен газ и съответните разходни норми.

За нуждите на ценообразуването, разходите и съответните им отчетни и прогнозни стойности на годишна база са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности.

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. Видно от представената обосновка, при планиране на годишните разходи за лицензионни дейности, дружеството не е включило финансови, извънредни разходи, оперативни разходи, които не са свързани и/или не са необходими за извършването на лицензионната дейност, както и други непреки разходи, в т.ч.: разходи за данък върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от отчета за приходите и разходите, разходи за загуби от обезценки, текущи разходи за начислени провизии по смисъла на чл. 38 и чл. 39 от Закона за корпоративно подоходно облагане, текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси, санкции и/или глоби, както и лихви за забавяне, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори, разходи за дарения и неизползвани отпуски, разходи за данъци, свързани с корпоративното подоходно облагане на печалбата.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 99% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие за регулаторния период. Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ нарастват от 1269 хил. лв. през 2019 г. на 1449 хил. лв. през 2023 г.

Условно-постоянните разходи представляват 95% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали представляват 8% от УПР за дейността и нарастват от 100 хил. лв. през 2019 г. на 104 хил. лв. през 2023 г. Те включват разходи за: резервни части за ремонт на линейната част, планирани на база дължината на мрежата и резервни части за ремонт на съоръженията на база брой монтирани съоръжения; за гориво за транспорт, които са планирани средно по 264 лв. на автомобил на месец; за работно облекло, планирани в зависимост от броя на персонала на дружеството, по 180 лв./човек; за канцеларски материали, планирани средно по 42 лв./служител/месец.

Разходите за външни услуги представляват 17% от УПР и се увеличават от 205 хил. лв. през 2019 г. на 234 хил. лв. през 2023 г. Те включват разходи за:

- *застраховки на ГРМ* (задължителните по нормативна уредба имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“), планирани на база отчетната стойност на линейната част и съоръженията, както и застраховката на персонала за съответната дейност;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база 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;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, планирани на база извършени към момента разходи, средно по 980 лв. на месец;

- *разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност*, определени съгласно Наредбата за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен

газ. През регулаторния период 2019 – 2023 г., с цел спазване законовите изисквания за превантивни мерки, както и за бърза и адекватна реакция при извънредно събитие, комплексното сервизно обслужване и аварийната готовност на газопроводите и съоръженията ще се извършва, както и до момента, от квалифициран и необходим по численост персонал на дружеството. Останалите разходи включват технически надзор и текуща поддръжка на ГРМ и съоръжения;

- *разходи за охрана*, включващи разходи за охрана и СОД на обектите газозамерен пункт, склад за материали и офис. Средногодишният абонаментен разход е около 1500 лв.;

- *разходи за наеми* на сграда, планирани на база годишен разход в размер на 2528 лв./месец, съгласно сключени договори за наем;

- *разходи за проверка на уреди*, планирани съгласно Глава Трета и Глава Четвърта от Наредбата 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. Проверките на средствата за търговско измерване (СТИ) са в съответствие с НСИПМК, като диафрагмените расходомери подлежат на проверка на всеки четири години, а ротационните се проверяват през две години. Коригиращите устройства за обем също подлежат на проверка през две години. Във връзка с това, планираните разходи са различни в годините от регулаторния период, като са формиран на база брой задължителни за проверка уреди и цената за проверка на конкретно СТИ, съответно 10 хил. лв. през 2019 г., по 12 хил. лв. през 2020 г. и 2021 г., и по 14 хил. лв. през 2022 г. и 2023 г.;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозиран на база годишен разход през базовата година, в размер на 38 – 42 хил. лв. годишно.;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани в зависимост от средния годишен разход, отчетен през базовата година, по 184 лв. месечно, които се отнасят за газозамерния пункт на дружеството;

- *съдебни разходи*, предвидени в размер на около 8 хил. лв. годишно, които са свързани предимно с разходите за държавни такси при събиране на просрочени вземания.

Разходите за амортизации представляват 33% от УПР и се увеличават от 402 хил. лв. през 2019 г. на 458 хил. лв. през 2023 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи (ДА) са изчислени по линеен метод, съгласно разпоредбата на НРЦПГ, 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 35% от УПР и се увеличават от 418 хил. лв. през 2019 г. на 498 хил. лв. през 2023 г. Те са на нивата на възнагражденията от 2018 г. и в съответствие с предвидения за назначаване персонал. Към момента в дружеството има назначени 13 служители, като се предвижда до края на регулаторния период техният брой да се увеличи на 18.

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 зависят от броя персонал през годините на регулаторния период, като представляват 5% от УПР, а размерът им се увеличава от 64 хил. лв. през 2019 г. на 77 хил. лв. през 2023 г.

Другите разходи представляват 0,76% от УПР и са в размер на 10 хил. лв. годишно през регулаторния период. Те включват разходи за:

- *разходи за охрана на труда (трудова медицина)*, прогнозиран като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност и среден годишен разход през 2018 г. – по 65 лв./служител/година;

- *реклама и маркетингова дейност* в размер на 3 хил. лв. годишно за всяка година от регулаторния период;

- *разходи за командировки*, прогнозиран в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност през предходни години, в размер на 461 лв./служител/година;

- *разходи за публикации*, прогнозиран на база две публикации годишно, при средна стойност на рекламното каре от около 100 лв.

Променливите разходи представляват 5% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“ и се отнасят само за тази дейност. Средният им размер за регулаторния период е около 70 хил. лв. годишно. Тези разходи включват:

- *разходи за одорант*, определени в зависимост от планираните за продажба количества природен газ, в размер на 0,0102 лв./MWh природен газ (1,895 mg/MWh), съответно 998 лв. през 2019 г., нарастващи на 1230 хил. лв. през 2023 г.;

- *разходи, свързани със загуби на природен газ*, прогнозиран в размер на 0,2% от планираните количества природен газ, около 10 хил. лв. годишно. Тези разходи са в рамките на утвърдените размери, съгласно Методиката за определяне на допустимите размери на технологични разходи при пренос, разпределение и съхранение на природен газ. Разходите са на база на месечните протоколи за разпределените количества природен газ, формирани като грешка от измерване при съвместното ползване („Примагаз“ АД, „Метан Груп“ ООД, „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД и „Ауто експрес БГ“ ООД) на газопровод от ГРС-Варна до ГРМ на „Примагаз“ АД, в размер на около 23 хил. лв. годишно. Разходите, начислявани от „Булгаргаз“ ЕАД, представляващи допълнително плащане за неприето или надприето количество при равномерна доставка на природен газ, годишно са в размер на около 4 хил. лв.

- *други променливи разходи* за дейността представляват разходите, които дружеството извършва, съгласно Договор № 34-1 от 15.07.2002 г., за съвместно ползване и пренос на природен газ по газопровод, собственост на „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД, в размер на около 2 хил. лв. на месец.

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

Тези разходи представляват 1% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Те включват само УПР, като дружеството не е планирало променливи разходи, пряко зависещи от количеството пренесен природен газ. Разходите за дейността се увеличават от 17 хил. лв. през 2019 г. на 24 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 и включват:

Разходи за материали, с относителен дял от 13%, като прогнозираният за 2019 г. размер е 2 хил. лв., а за периода 2020 – 2023 г. остава непроменен на 3 хил. лв. годишно. Тези разходи включват разходи: за канцеларски материали, планирани средно по 17 лв./служител/месец и за гориво за автотранспорт, планирани средно по 160 лв. на автомобил на месец.

Разходите за външни услуги представляват 77% от разходите за дейността, като през 2019 г. са в размер на 13 хил. лв., а през 2023 г. са 19 хил. лв. Те включват: разходи за данъци и такси, прогнозиран на база 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; пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти, прогнозиран средно от 11 до 17 хил. лв. годишно, равняващо се на средномесечните суми за инкасо услугите от посреднически фирми с развита мрежа за плащания.

Други разходи са с относителен дял 10% в общия обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и са в размер на 2 хил. лв. за всяка година от регулаторния период. Тези разходи включват разходи за реклама и маркетинг дейност, като са планирани 3 (три) рекламни кампании годишно с бюджет 500 – 600 лв. всяка.

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 обобщени, 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	5074	5059	5029	4982	4937
2.	Балансова стойност на ДНА	96	72	48	24	0
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	43	94	139	173	200
4.	Необходим оборотен капитал	108	113	116	121	124
5.	Регулаторна база на активите	5236	5149	5054	4954	4862
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,4%	7,7%	8,1%	8,5%	9,0%
7.	Възвръщаемост	387	397	409	423	436
8.	Разходи, в т.ч.:	1269	1319	1357	1414	1449
9.	УПР	1199	1249	1286	1345	1380
10.	Променливи разходи	70	70	71	69	69

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

Таблица № 5

№	Позиция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1.	Необходим оборотен капитал	626	648	670	693	705
2.	Регулаторна база на активите	626	648	670	693	705
3.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,4%	7,7%	8,1%	8,5%	9,0%
4.	Възвръщаемост	46	50	54	59	63
5.	Разходи, в т.ч.:	17	19	20	22	24
6.	УПР	17	19	20	22	24

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 990 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 572 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 418 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Примагаз“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2019 – 2023 г. е в размер на 8,14%, която е изчислена при използване на 63,23% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 9,50% и 36,77% привлечен капитал с норма на възвръщаемост от 4%, 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 В и К 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 „Примагаз“ 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 „Примагаз“ 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 отчитане на капиталовата структура на дружеството, безлостовият коефициент се преобразува в лостов. Относителният дял на собствения капитал за периода е в размер на 63,23%, а привлеченият капитал е с дял 36,77% и норма на възвръщаемост 4%. При преобразуването на безлостовия коефициент в лостов, същият е изчислен в размер на 1,06. Общата пазарна рискова премия за Република 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 Република 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 „Примагаз“ АД ЕАД е изчислена в размер на 10%, съответно среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е в размер на 8,50%, които са по-високи от предложените от дружеството.

Предвид гореизложеното е обосновано да се приеме предложената от „Примагаз“ АД за регулаторен период 2019 – 2023 г. норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на 9,50% и среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала в размер на 8,14%, която ще осигури достатъчна възвръщаемост на капитала на дружеството и ще му даде 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 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/год.	75 227	77 341	79 456	81 042	81 042
Обществено-административни и търговски	MWh/год.	25 301	26 358	27 416	29 002	30 588
Битови	MWh/год.	6676	7257	7839	8420	9002
Общо:	MWh/год.	107 204	110 957	114 711	118 464	120 632

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Промислени	бр.	41	43	45	46	46
Обществено-административни и търговски	бр.	77	82	86	89	92
Битови	бр.	574	624	674	724	774
Общо:	бр.	692	749	805	859	912

За целите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне на ДА по групи клиенти. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на ДА.

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

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

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 условно-постоянните разходи 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 промишлените намалява от 0,500 през 2019 г. на 0,491 през 2023 г., за обществено-административните и търговски клиенти остава непроменен около 0,37 през регулаторния период, а за битовите клиенти се увеличава от 0,127 през 2019 г. на 0,136 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 клиент в определено съотношение. Стойностите на коефициента за промишлените клиенти намаляват от 0,533 през 2019 г. на 0,501 през 2023 г., за обществено-административните клиенти се увеличават от 0,203 през 2019 г. на 0,212 през 2023 г., и за битовите клиенти нарастват от 0,264 през 2019 г. на 0,287 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 0,702 през 2019 г. на 0,672 през 2023 г., за обществено-административните клиенти се увеличава от 0,236 през 2019 г. на 0,254 през 2023 г., и за битовите клиенти се увеличава от 0,062 през 2019 г. на 0,075 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 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.

Предложените от „Примагаз“ АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, са посочени в Таблица № 8:

Цени за пренос през ГРМ и 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)
Промислени	11,32	0,49
Обществено-административни и търговски	23,51	0,55
Битови	29,26	2,64

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

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-21-14 от 24.01.2019 г. от „Примагаз“ АД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ. Предложените от „Примагаз“ АД за утвърждаване цени ще дадат възможност на

дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложен в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2019 – 2023 г. В тази връзка следва да се има предвид, че със заявление с вх. № Е-15-21-13 от 24.01.2019 г. „Примагаз” 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.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи 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. Условно-постоянните разходи 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 „Примагаз” АД пределни цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“ са посочени в Таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи и подгрупи клиенти	Пределни цени (лв.)
Промислени	
до 4,22 MW/час	4459
до 10,55 MW/час	4938
над 10,55 MW/час	5623
Обществено-административни и търговски	
до 0,738 MW/час	3863
до 4,220 MW/час	4655
над 4,220 MW/час	4777
Битови	438

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 и 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и 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

РЕШЕНИЯ:

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 „Примагаз” АД 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.