



ПРОТОКОЛ

№ 231

София, 18.12.2019 година

Днес, 18.12.2019 г. от 12:06 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено по 1 т. от Евгения Харитонова – член на Комисията и от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов по т. 2 и т. 3.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, 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.

Членът на Комисията Е. Харитонова 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 заявление от „Балкангаз 2000“ АД 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 на територията на община Ботевград, за регулаторен период 2020 – 2024 г.

Работна група: Агапина Иванова; Елена Маринова; Ремзия Тахир;
Михаела Андреева; Грета Дечева; Сирма Денчева;
Емилия Тренева, Ренета Николова

2. Проект на решение относно заявление от „Камено-газ“ ЕООД 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 Камено, за регулаторен период 2020 – 2024 г.

Работна група: Агапина Иванова; Елена Маринова; Ремзия Тахир;
Михаела Андреева; Грета Дечева; Сирма Денчева;
Емилия Тренева, Димитър Дуевски

3. Проект на решение относно одобряване на бизнес план на „Брикел“ ЕАД за периода 2020 г. – 2024 г.

Работна група: Пламен Младеновски; Ивайло Александров;
Юлиана Ангелова и Петя Георгиева

По т.1. Комисията, след като разгледа подаденото от „Балкангаз 2000“ АД 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 Ботевград, за регулаторен период 2020 – 2024 г., доклад с вх. № Е-Дк-732 от 11.11.2019 г., събраните данни от проведените на 21.11.2019 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-15-28-12 от 17.09.2019 г. от „Балкангаз 2000“ АД, 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 на клиенти към ГРМ за територията на община Ботевград, за регулаторен период 2020 – 2024 г.

Със Заповед № 3-Е-169 от 18.09.2019 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на заявлението 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 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-15-28-12 от 20.09.2019 г. от „Балкангаз 2000“ АД е изискано да представи в КЕВР следните данни и документи: копия от търговските договори (и анекси към тях в случай, че има такива), по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; доказателства за оповестяване на предложението за цени по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ, от които да са видни датите и броевете на вестниците, в които е публикувано предложението; копия на сключените договори, в съответствие с които са планирани разходите за: наеми, експертни и одиторски услуги, охрана на труда (трудова медицина), пощенски, телефони и абонаменти за дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, както и обосновка за планираните от дружеството съдебни разходи за лицензионните дейности, предвид разпоредбата на чл. 10, ал. 4, т. 11 от НРЦПГ.

С писмо с вх. № Е-15-28-12 от 03.10.2019 г. „Балкангаз 2000“ АД е представило копие на Договор № 198-191 от 31.08.2018 г. с „Булгаргаз“ ЕАД за доставка на природен газ на изходен пункт, ведно с приложения и анекс към него, както и копия на следните договори: със служба по трудова медицина, за наем на паркинг-места, за сертифициране и за консултантски услуги във връзка с внедряване и поддържане на ISO 9001:2015, за одитиране на ГФО, за разработка и следгаранционна поддръжка на софтуер за ежемесечно отчитане и фактуриране, събиране и съхранение в реално време на данни за потреблението, с телекомуникационни оператори, за инкасо-услуги и за СОД. Заявителят е приложил и фактури за годишен абонамент за счетоводна и др. програми.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-732 от 11.11.2019 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по Протокол № 196 от 14.11.2019 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 21.11.2019 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Балкангаз 2000“ АД е заявил, че е съгласен с доклада.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Балкангаз 2000“ АД е заявил, че няма 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 „Балкангаз 2000“ АД.

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

„Балкангаз 2000“ АД е титуляр на лицензия № Л-179-08 от 17.12.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-179-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Ботевград, издадени за срок до 17.12.2036 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, 11 и 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 ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-39 от 30.11.2015 г. Комисията е утвърдила на „Балкангаз 2000“ АД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към ГРМ на територията на община Ботевград, при регулаторен период от 2015 г. до 2019 г., включително. С Решение № Ц-31 от 15.12.2017 г., 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., Комисията е утвърдила на „Балкангаз 2000“ АД, считано от 01.01.2018 г., цени за пренос на природен газ през ГРМ на територията на община Ботевград.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № 198-191 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 срокът на действие може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от страните. Към цитирания договор заявителят е представил Годишна програма към договора и Допълнително споразумение № 1 от 25.06.2019 г. за удължаване срока на договора за доставка на природен газ, считано от 07:00 часа на 01.01.2020 г. до 07:00 часа на 01.01.2021 г.

„Балкангаз 2000“ 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 на интернет страницата на дружеството на 06.08.2019 г., както и във вестници „Балканец“, бр. 29 (391) на 09.08.2019 г. и „Ботевградски вестник“, бр. 33 (1147) на 13.08.2019 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 „Балкангаз 2000“ АД запазва без промяна утвърдената тарифна структура, а именно: промишлени, обществено-административни и търговски (ОАТ) и битови клиенти, която е в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Балкангаз 2000“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2020 до 2024 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.

Предложеният от дружеството регулаторен период с продължителност от 5 години ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в предложението за одобрение на „Балкангаз 2000“ АД бизнес план за периода 2020 – 2024 г. По този начин ще се постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи развитието на газовата инфраструктура и уплътняване на ГРМ, което ще бъде от полза за крайните клиенти, на които ще бъде осигурен достъп до природен газ на прогнозируема цена.

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 и по дейности, са представени в Таблици № 1 и 2:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 1

Клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	хил. лв.	330	340	357	337	327
ОАТ	хил. лв.	199	213	236	237	245
Битови	хил. лв.	488	549	598	601	616
Общо:	хил. лв.	1017	1102	1191	1175	1187

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 2

Клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	хил. лв.	13	13	13	13	13
ОАТ	хил. лв.	15	14	15	16	17
Битови	хил. лв.	184	160	176	201	214
Общо:	хил. лв.	212	186	204	230	245

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. Общите разходи за периода, разпределени по дейности са представени в Таблица № 3:

Общо разходи по дейности

Таблица № 3

Наименование	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.	хил. лв.	1028	1079	1157	1163	1166	5592	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	848	924	986	965	953	4676	84%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	180	154	171	198	212	916	16%

Според заявителя, прогнозните разходи включват само разходи, пряко свързани с лицензионните дейности на дружеството. Разходите за дейностите са формирани за петгодишен период при прогнозни цени към момента на изготвяне на бизнес плана на дружеството, 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 и на други дълготрайни материални активи, необходими за извършване на лицензионните дейности; 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 финансови и извънредни разходи, разходи за данъци върху печалбата и разходи за бъдещи периоди. В тази

връзка следва да се има предвид, че със заявление с вх. № Е-15-28-11 от 17.09.2019 г. „Балкангаз 2000“ АД е представило за одобрение в КЕВР бизнес план за дейността на дружеството за периода 2020 – 2024 г., който е предмет на разглеждане в отделно административно производство. В тази връзка, с Решение № БП-9 от 14.11.2019 г. КЕВР е утвърдила на „Балкангаз 2000“ АД бизнес план за дейността за периода 2020 – 2024 г.

Общият размер на прогнозните разходи на „Балкангаз 2000“ АД за регулаторния период е 5592 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, „Балкангаз 2000“ 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 83,6% от общия обем разходи и нарастват от 848 хил. лв. през 2020 г. на 986 хил. лв. през 2022 г., а за 2024 г. са в размер на 953 хил. лв.

Условно-постоянните разходи (УПР) представляват 97,4% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те са разделени по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали представляват 5,7% от УПР за дейността и се увеличават от 40 хил. лв. през 2020 г. на 65 хил. лв. през 2024 г. Тези разходи включват:

- разходи за материали за текущо поддържане, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по линейната част от ГРМ, планирани на база дължината на мрежата и резервните части за ремонт на съоръженията, прогнозирани на база брой монтирани съоръжения;

- разходи за горива за транспортните средства, прогнозирани за наличните 3 (три) автомобила, на базата на необходимия среден пробег на транспортните средства на дружеството за обслужване на ГРМ и съоръженията, като са обвързани с прогнозната дължина на ГРМ – средно по 240 – 300 лв. на автомобил на месец за целия регулаторен период;

- разходи за работно облекло – за покупка на лятно и зимно облекло, прогнозирани на база персонал – около 400 лв./човек;

- разходи за канцеларски материали, прогнозирани според броя на персонала – 200 лв./служител/година и включват канцеларски материали (вкл. тонер касети и др.) за 5 бр. изнесени работни места – каси за обслужване на клиенти на дружеството.

Разходите за външни услуги представляват 17,2% от УПР и се увеличават от 139 хил. лв. през 2020 г. на 174 хил. лв. през 2024 г. Тези разходи включват:

- разходи за застраховки, обхващащи имуществена застраховка и застраховка „Гражданска отговорност“, планирани на база отчетната стойност на линейната част и съоръженията, задължителна застраховка на персонала за съответната дейност, както и застраховка на автомобилите. Разходите са в съответствие с направените от заявителя до момента разходи за застраховки;

- разходи за данъци и такси, в т.ч. лицензионни такси, 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;

- пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозирани средно в размер на 7 хил. лв. годишно – по 20 лв. на месец на служител за пощенски разходи, вкл. за куриерски услуги за пратки за проверка на разходомери, писма на клиенти с просрочени задължения и др.,

- разходи за телефони и разходи за трафик на данни при дистанционно отчитане на абонатите. Общите разходи по това перо са средно 40 лв./служител 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, включващи разходи за сервизно обслужване и поддръжка на линейните газопроводи, съоръженията, и 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. Включени са и абонаментните разходи по действащи договори за поддръжка на програмното осигуряване за издаването на фактури, за изготвяне на заплатите на служителите и за счетоводна програма, модул за дистанционно отчитане, поддръжка на локална компютърна мрежа, такса интернет, за сертифициране на работниците за заваряване на тръби и др.

- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, прогнозирани в зависимост от дължината на изградената ГРМ;

- разходи за наеми, планирани в съответствие със сключени договори за наем на паркоместа за автомобилите, в размер на 240 лв./месец за дейност „разпределение на природен газ“;

- разходи за проверка на уреди, които са различни в годините от регулаторния период, но предвид цикличния им характер с кратност 2 години, подлежат на прогнозиране чрез усредняване за една година, формирани на база брой задължителни за проверка уреди през регулаторния период – над 4 хил. бр. в началото и около 5 хил. бр. в края. Според заявителя, цената за проверка на един уред в лицензирана лаборатория в страната е различна за различните видове разходомери и коригиращи устройства, като варира от 35 лв. до над 200 лв. без ДДС. Според дружеството, средният разход за проверка на средство за търговско измерване, в т.ч. и транспортните разходи, е около 45 лв.;

- съдебни разходи, представляващи 0,6% от разходите за външни услуги, по 1000 лв. за всяка година от прогнозния период, включващи държавни такси за водене на дела за събиране на вземания от неизрядни платци;

- експертните и одиторски разходи са в размер на 450 лв. на месец. В това перо са включени разходи за технически надзор, финансов одит и др., като са в съответствие със сключените от дружеството договори;

- разходи за вода, отопление и осветление, планирани в зависимост от отчетения за предходен период и очакван годишен разход.

Разходите за амортизации представляват 30,4% от УПР и се увеличават от 266 хил. лв. през 2020 г. на 320 хил. лв. през 2022 г., а през 2024 г. са в размер на 241 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 33,6% от УПР и се увеличават от 274 хил. лв. през 2020 г. на 322 хил. лв. през 2024 г. От представената обосновка е видно, че те включват разходите за заплати на персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата и на административно-управленския персонал, и са съобразени с нивата на възнаграждения 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 (13 служители, конкретно заети по тази дейност и управленски персонал). През 2021 г. заявителят предвижда назначаване на още един служител.

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 6,5% от УПР и размерът им се увеличава от 53 хил. лв. през 2020 г. на 62 хил. лв. през 2024 г.

Други разходи представляват 2,4% от УПР и се увеличават от 19 хил. лв. през 2020 г. на 23 хил. лв. през 2024 г.. Те включват:

- разходи за маркетинг и реклама, свързани с консултирането на клиентите по процедурата за присъединяване, подписване на договор за присъединяване и изпълнението му, докато обектът се газифицира и клиентът сключи договор за разпределение и снабдяване с природен газ, в размер на 7 хил. лв. на година;

- разходи за охрана на труда (трудова медицина), прогнозиран като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност и средния годишен разход през предходната година – по 20 лв./служител/месец, съгласно сключен договор;

- разходи за командировки и обучения, прогнозиран в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност през предходни години, в размер на 160 лв./служител/година за командировки и 1000 лв. годишно за получаване на сертификати от работниците за заваряване на тръби;

- социални разходи, средно по 370 лв./месец;

- разходи за публикации, прогнозиран съгласно аналогичните разходи в предходна година, на база осем публикации годишно, при средна стойност на рекламното каре от 400 лв.

Променливите разходи представляват 2,6% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават от 23 хил. лв. през 2020 г. на 26 хил. лв. през 2024 г. Те включват: разходи за одорант, които се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ“, в зависимост от планираните продажни количества природен газ, и са в размер на 26 mg/1000 m³; разходи, свързани със загуби на природен газ, прогнозиран в размер на 0,4% от планираните количества природен газ; други променливи разходи за регулаторния период, планирани в размер на 2 хил. лв./г.

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

Тези разходи представляват 16,4% от общия обем разходи и включват само условно-постоянни разходи, тъй като дружеството не е планирало променливи разходи. Разходите за дейността се увеличават от 180 хил. лв. през 2020 г. до 212 хил. лв. през 2024 г., като разпределението по икономически елементи е следното:

Разходите за материали са с относителен дял от 8,6%, като се увеличават от 14 хил. лв. през 2020 г. на 18 хил. лв. през 2024 г. Включват разходи за: канцеларски материали – 5,50 лв. на служител за месец; работно облекло – 400 лв./човек годишно; гориво за автотранспорт – средно 240 лв. на месец за два автомобила, обслужващи дейността и материали за текущо поддръжане – средно под 300 лв./месец през регулаторния период.

Разходите за външни услуги представляват 23,4% от разходите за дейността, като се увеличават от 31 хил. лв. през 2020 г. на 56 хил. лв. през 2024 г. Те 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 2 хил. лв. годишно (180 лв. месечно) – в това перо са включени и част абонаментните разходи по действащите договори за поддръжка на програмното осигуряване за издаването на фактури и за изготвяне на заплатите на служителите;

- разходи за наем – съгласно действащия договор за наем на паркоместа и планиран наем на помещение за 300 лв./месец през предстоящите години;

- разходи за лицензионни такси и данъци – 6 хил. лв. годишно, прогнозирани на основание Тарифа за таксите, които се събират от ДКЕВР по ЗЕ и другите дължими данъци за моторни превозни средства и сгради.

Разходите за амортизации представляват 9% от разходите, предвидени за дейността, като са в размер на 46 хил. лв. през 2020 г., като намаляват през периода и за 2024 г. са 11 хил. лв.

Разходите за заплати и възнаграждения са с относителен дял 39,7% от разходите за дейността, като размерът им се увеличава от 59 хил. лв. през 2020 г. на 86 хил. лв. през 2024 г. Планирани са възнаграждения за трима служители и един новоназначен през 2023 г., пряко заети с дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“.

Разходите за социални осигуровки представляват 7,7% от разходите за дейността и са планирани в съответствие с нормативните изисквания, като размерът им се увеличава от 11 хил. лв. през 2020 г. на 17 хил. лв. през 2024 г.

Социалните разходи представляват 5,7% от УПР, като размерът им се увеличава от 9 хил. лв. през 2020 г. на 13 хил. лв. през 2024 г. и са прогнозирани в размер 200 лв./месечно на служител.

Други разходи са с относителен дял 6% в общия обем на разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и се увеличават от 10 хил. лв. през 2020 г. до 12 хил. лв. през 2024 г., като включват:

- разходи за служебни карти, охрана на труда, прогнозирани като функция от броя на персонала, зает в тази дейност и средния годишен разход през базовата 2019 г. – по 20 лв./служител/месец, съгласно сключен договор;

- разходи за реклама и маркетинг по 4 хил. лв. годишно, планирани за две рекламни кампании на година;

- разходи за командировки и обучение на персонала;

- разходи за публикации, като са предвидени шест публикации със средна стойност 400 лв. всяка.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и по икономически елементи, както и въз основа на представените от дружеството обосновки и доказателства за разходите е видно, че те са свързани с изпълнението на лицензионните дейности и може да се направи извода, че 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 в Таблици № 4 и 5:

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

Таблица № 4

№	Позиция	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	2368	2508	2934	3038	3410
2.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	56	91	126	165	203
3.	Необходим оборотен капитал	73	80	83	87	89

4.	Регулаторна база на активите	2385	2497	2891	2960	3296
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%
6.	Възвръщаемост	169	177	205	210	234
7.	Разходи, в т.ч.:	848	924	986	965	953
7.1.	УПР	825	900	961	939	927
7.2.	Променливи разходи	23	24	25	25	26

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

Таблица № 5

№	Позиция	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	12	0	0	0	0
2.	Балансова стойност на ДНА	4	3	4	0	0
3.	Необходим оборотен капитал	444	446	449	452	455
4.	Регулаторна база на активите	459	449	453	452	455
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%
6.	Възвръщаемост	33	32	32	32	32
7.	Разходи, в т.ч.:	180	154	171	198	212
7.1.	УПР	180	154	171	198	212

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 2020 – 2024 г. са в размер на 2604 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са предвидени 2393 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 211 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Балкангаз 2000“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2020 – 2024 г. е в размер на 7,10%, която е изчислена при използване на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 6,39% 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, капиталова структура на предприятието.

Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страните-членки от Европейския съюз, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

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 „Балкангаз 2000“ АД следва да се използват актуални данни за

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

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

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 „Балкангаз 2000“ АД е използван безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните от 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 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 0,6330%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период август 2018 г. – юли 2019 г.

При прилагане на горепосочените параметри, нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Балкангаз 2000“ АД се изчислява в размер на 6,39%, която съответства на предложената от дружеството.

Предвид горното, предложената от „Балкангаз 2000“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,10%, изчислена при използване на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 6,39% и при отчитане на данъчните задължения за регулаторен период 2020 – 2024 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	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	MWh/год.	26 065	26 105	26 155	26 245	26 335
ОАТ	MWh/год.	13 843	13 863	13 883	13 908	13 933
Битови	MWh/год.	36 162	36 192	36 222	36 252	36 282
Общо:	MWh/год.	76 070	76 160	76 260	76 405	76 550

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	бр.	54	55	56	57	58
ОАТ	бр.	260	264	269	275	282
Битови	бр.	4611	4691	4771	4861	4951
Общо:	бр.	4925	5010	5096	5193	5291

За целите на ценообразуването от заявителя са изчислени коефициенти за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. 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 0,324 през 2020 г. на 0,274 през 2024 г., за обществено-административните и търговски клиенти се увеличава от 0,196 през 2020 г. на 0,207 през 2024 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,480 през 2020 г. на 0,520 през 2024 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 0,062 през 2020 г. на 0,055 през 2024 г., за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0,073 през 2020 г. на 0,070 през 2024 г., а за битовите клиенти нараства от 0,865 през 2020 г. на 0,875 през 2024 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 0,343 през 2020 г. на 0,344 през 2024 г., за обществено-административните и търговски клиенти остава непроменен през регулаторния период в размер на 0,182, а за битовите клиенти намалява от 0,475 през 2020 г. на 0,474 през 2024 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат: дела на дълготрайните материални активи на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи; броя клиенти от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент; както и дела на годишното потребление на природен газ на съответната група клиенти в общото потребление.

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 „Балкангаз 2000“ АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Ботевград, са посочени в Таблица № 8:

Цени за пренос през ГРМ и цени 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)
Промислени	12,93	0,89
ОАТ	16,16	1,12
Битови	15,64	4,12

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

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-28-12 от 17.09.2019 г. от „Балкангаз 2000“ АД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ. Предложените от „Балкангаз 2000“ 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 2020 – 2024 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 Ботевград са посочени в Таблица № 9:

<i>Цени за присъединяване</i>		<i>Таблица № 9</i>	
Групи и подгрупи клиенти		Цени (лв./клиент)	
Промислени			
до 1,060 MWh/час вкл.		2860	
над 1,060 до 4,250 MWh/час вкл.		3382	
над 4,250 MWh/час		3430	
ОАТ			
до 0,530 MWh/час вкл.		1081	
над 0,530 до 1,060 MWh/час вкл.		1169	
над 1,060 до 4,250 MWh/час вкл.		1264	
над 4,250 MWh/час		1437	
Битови		380	

Забележка: предложените за утвърждаване цени са в лева за присъединен клиент, без ДДС.

Предложените цени за присъединяване към ГРМ на лицензионната територия на заявителя са формирани на база подробно представени разходи по групи клиенти.

Изказвания по т.1.:

Докладва Р. Тахир. Резултатите от извършения анализ, съдържащи се в заявлението на „Балкангаз 2000“ АД данни, са отразени в доклад с № 732/11.11.2019 г., докладът и проектът на решението са приети на 14.11.2019 г. от Комисията по т. 2 и са публикувани на интернет страницата на Комисията. На 21.11.2019 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, като представителят на „Балкангаз 2000“ АД е заявил, че няма забележки и е съгласен с доклада. На същата дата е проведено и обществено обсъждане, на което представителят на „Балкангаз 2000“ АД е заявил, че няма възражение по проекта на решение, а не е имало заинтересовани лица, които да вземат отношение на общественото обсъждане. В 14 – дневния срок определен в Закона за енергетиката, не са постъпвали становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Балкангаз 2000“ 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 да обсъди и вземе следните решения:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2020 г., на „Балкангаз 2000“ 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 Ботевград, за регулаторен период от 2020 г. до 2024 г., както следва:

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

I.1. За промишлени клиенти: 12,93 лв./MWh;

- 1.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 16,16 лв./MWh;
 1.3. За битови клиенти: 15,64 лв./MWh.
2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:
 Необходими годишни приходи: за 2020 г. – 1017 хил. лв., за 2021 г. – 1102 хил. лв., за 2022 г. – 1191 хил. лв., за 2023 г. – 1175 хил. лв., за 2024 г. – 1187 хил. лв.
 Количества природен газ: за 2020 г. – 76 070 MWh/год., за 2021 г. – 76 160 MWh/год., за 2022 г. – 76 260 MWh/год., за 2023 г. – 76 405 MWh/год., за 2024 г. – 76 550 MWh/год.
 Норма на възвръщаемост на капитала: 7,10%.
3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:
 3.1. За промишлени клиенти: 45,74 лв./MWh;
 3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 45,97 лв./MWh;
 3.3. За битови клиенти: 48,97 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): 44,85 лв./MWh;
 4.2. Цени за снабдяване с природен газ:
 4.2.1. За промишлени клиенти: 0,89 лв./MWh;
 4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 1,12 лв./MWh;
 4.2.3. За битови клиенти: 4,12 лв./MWh.
 4.3. Ценообразуващите елементи на цените по т. 4.2. са, както следва:
 Необходими годишни приходи: за 2020 г. – 212 хил. лв., за 2021 г. – 186 хил. лв., за 2022 г. – 204 хил. лв., за 2023 г. – 230 хил. лв., за 2024 г. – 245 хил. лв.
 Количества природен газ: за 2020 г. – 76 070 MWh/год., за 2021 г. – 76 160 MWh/год., за 2022 г. – 76 260 MWh/год., за 2023 г. – 76 405 MWh/год., за 2024 г. – 76 550 MWh/год.
 Норма на възвръщаемост на капитала: 7,10%.
5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Ботевград, както следва:
 5.1. За промишлени клиенти:
 до 1,060 MWh/час вкл. 2860 лв./клиент;
 над 1,060 до 4,250 MWh/час вкл. 3382 лв./клиент;
 над 4,250 MWh/час 3430 лв./клиент.
 5.2. Обществено-административни и търговски клиенти:
 до 0,530 MWh/час вкл. 1081 лв./клиент;
 над 0,530 до 1,060 MWh/час вкл. 1169 лв./клиент;
 над 1,060 до 4,250 MWh/час вкл. 1264 лв./клиент;
 над 4,250 MWh/час 1437 лв./клиент.
 5.3. Битови клиенти: 380 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.

Е. Харитонова обяви, че от страна на членовете на Комисията няма 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

РЕШИ:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2020 г., на „Балкангаз 2000“ 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 Ботевград, за регулаторен период от 2020 г. до 2024 г., както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти: 12,93 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 16,16 лв./MWh;

1.3. За битови клиенти: 15,64 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2020 г. – 1017 хил. лв., за 2021 г. – 1102 хил. лв., за 2022 г. – 1191 хил. лв., за 2023 г. – 1175 хил. лв., за 2024 г. – 1187 хил. лв.

Количества природен газ: за 2020 г. – 76 070 MWh/год., за 2021 г. – 76 160 MWh/год., за 2022 г. – 76 260 MWh/год., за 2023 г. – 76 405 MWh/год., за 2024 г. – 76 550 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,10%.

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

3.1. За промишлени клиенти: 45,74 лв./MWh;

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 45,97 лв./MWh;

3.3. За битови клиенти: 48,97 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): 44,85 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 0,89 лв./MWh;

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 1,12 лв./MWh;

4.2.3. За битови клиенти: 4,12 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2020 г. – 212 хил. лв., за 2021 г. – 186 хил. лв., за 2022 г. – 204 хил. лв., за 2023 г. – 230 хил. лв., за 2024 г. – 245 хил. лв.

Количества природен газ: за 2020 г. – 76 070 MWh/год., за 2021 г. – 76 160 MWh/год., за 2022 г. – 76 260 MWh/год., за 2023 г. – 76 405 MWh/год., за 2024 г. – 76 550 MWh/год.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,10%.

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

5.1. За промишлени клиенти:

до 1,060 MWh/час вкл. 2860 лв./клиент;

над 1,060 до 4,250 MWh/час вкл. 3382 лв./клиент;

над 4,250 MWh/час 3430 лв./клиент.

5.2. Обществено-административни и търговски клиенти:

до 0,530 MWh/час вкл. 1081 лв./клиент;

над 0,530 до 1,060 MWh/час вкл. 1169 лв./клиент;

над 1,060 до 4,250 MWh/час вкл. 1264 лв./клиент;

над 4,250 MWh/час 1437 лв./клиент.

5.3. Битови клиенти: 380 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 Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като разгледа подаденото от „Камено-газ“ ЕООД **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 за територията на община Камено, за регулаторен период 2020 – 2024 г., доклад с вх. № Е-Дк-733 от 11.11.2019 г., събраните данни от проведените на 21.11.2019 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-15-33-15 от 27.09.2019 г. от „Камено-газ“ ЕООД, с искане за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Камено, за регулаторен период 2020 – 2024 г.

Със Заповед № 3-Е-181 от 01.10.2019 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши 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, Наредбата).

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-15-33-15 от 04.10.2019 г. от „Камено-газ“ ЕООД са изисквани допълнителни данни и документи, които са представени от дружеството със заявление с вх. № Е-15-33-15 от 14.10.2019 г.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-733 от 11.11.2019 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по Протокол № 196 от 14.11.2019 г., по т. 3 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 21.11.2019 г. е проведено открито заседание за обсъждане на приетия доклад, на което представителят на „Камено-газ“ ЕООД е заявил, че е съгласен с доклада. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на същата дата е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което представителят на „Камено-газ“ ЕООД е заявил, че няма 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 „Камено-газ“ ЕООД

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 газоразпределителната мрежа (ГРМ), подлежат на регулиране от Комисията.

„Камено-газ” ЕООД е титуляр на лицензии № Л-143-08 от 11.10.2004 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и № Л-143-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” със срок до 11.10.2039 г.

С Решение № Ц-41 от 30.11.2015 г. Комисията е утвърдила на „Камено-газ” ЕООД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ, както и цени за присъединяване към ГРМ на територията на община Камено, при регулаторен период от 2015 г. до 2019 г., включително.

„Камено-газ” ЕООД е представило информация с оглед изпълнение на изискванията 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 съобщение, публикувано във вестник „Черноморски фар“, бр. 176 (8057) от 18.09.2019 г.

Дружеството е представило копие на търговския договор, по който като краен снабдител купува природен газ от обществения доставчик - копие на Договор № 346-191 от 30.08.2018 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа, сключен между „Камено-газ” ЕООД и „Булгаргаз“ ЕАД. Договорът е със срок на действие от 07:00 часа на 01.01.2019 г. до 07:00 часа на 01.01.2020 г., който срок може да бъде удължен с допълнително споразумение между страните. В тази връзка заявителят е представил Допълнително споразумение № 1 от 25.06.2019 г. за удължаване срока на договора за доставка на природен газ, считано от 07:00 часа на 01.01.2020 г. до 07:00 часа на 01.01.2021 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 „Камено-газ” ЕООД предвижда да запази прилаганата към момента тарифна структура, а именно: промишлени, обществено-административни и търговски (ОАТ) и битови клиенти. Групите клиенти на тарифната структура са обособени въз основа на сходни характеристики на потреблението и отразяват разпределените необходими приходи за предоставяне на услугата за всяка отделна група.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Камено-газ” ЕООД регулаторен период на цените е с продължителност от 5 години (от 2020 до 2024 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.

Предложеният от дружеството регулаторен период с продължителност от 5 години ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри в инвестиционната и производствената програма от одобрения на „Камено-газ” ЕООД бизнес план за периода 2020 – 2024 г. По този начин ще се постигне по-ефективно управление на процесите, съпътстващи развитието на газовата инфраструктура и уплътняване на ГРМ, което ще бъде от полза за крайните клиенти, на които ще бъде осигурен достъп до природен газ на прогнозируема цена.

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	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	хил. лв.	69	68	66	66	65
ОАТ	хил. лв.	51	51	49	49	48
Битови	хил. лв.	145	146	144	146	148
Общо:	хил. лв.	264	265	258	261	262

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

Клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	хил. лв.	1	2	3	3	3
ОАТ	хил. лв.	2	2	2	2	2
Битови	хил. лв.	20	20	21	21	22
Общо:	хил. лв.	23	24	25	26	26

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. Общите разходи за периода, разпределени по дейности, са представени в Таблица № 3:

*Общо разходи по дейности**Таблица № 3*

Наименование	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.	хил. лв.	210	213	209	214	217	1062	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	191	194	189	194	198	966	91%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	19	19	19	19	19	96	9%

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 на дружеството, 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 и на други дълготрайни материални активи, необходими за извършване на лицензионните дейности; 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. Следва да се има предвид, че с Решение № БП-7 от 21.06.2019 КЕВР е одобрила бизнес план за дейността на „Камено-газ“ ЕООД за периода 2020 – 2024 г.

Общият размер на прогнозните разходи на „Камено-газ“ ЕООД за регулаторния период е 1062 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, „Камено-газ“ ЕООД 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 91% от общия обем разходи и се увеличават от 191 хил. лв. през 2020 г. на 194 хил. лв. през 2021 г., намаляват на 189 хил. лв. през 2022 г., след което се увеличават на 198 хил. лв. през 2024 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“. Те се увеличават от 189 хил. лв. през 2020 г. на 195 хил. лв. през 2024 г. и са разделени по икономически елементи, както следва:

Разходи за материали, които представляват 2% от УПР за дейността и остават непроменени в размер на 3 хил. лв. годишно за целия регулаторен период. Те включват:

- разходи за горива за автотранспорт, прогнозирани на база среден разход на километър изградена ГРМ по отчетни данни за 2018 г. – 38 лв./км;

- разходи за работно облекло, прогнозирани на база персонал, за покупка на лятно и зимно облекло – 200 лв. на човек;

- разходи за материали за текущо поддържане, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ, прогнозирани като процент от стойността на изградените линейни участъци – 0,07%.

Разходите за външни услуги представляват 20% от УПР и нарастват от 34 хил. лв. през 2020 г. на 40 хил. лв. през 2024 г. Тези разходи включват:

- разходи за застраховки, прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи (0,18%), като включват имуществена застраховка Индустирален пожар, Кражба чрез взлом, Гражданска застраховка юридически лица;

- разходи за данъци и такси, прогнозирани въз основа на лицензионните 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 одобрения бизнес план на дружеството;

- пощенски разходи, телефони и абонаменти, планирани в размер на 9 хил. лв. годишно;

- разходи за абонаментно поддържане, включващи разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации и разходите за поддържане на аварийна готовност и прогнозирани в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход за километър в размер на 40 лв.;

- разходи за проверка на уреди, определени в размер на средно по 9 лв./г. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо небитови клиенти, и битово съоръжение при съответната периодичност на проверките;

- експертни и одиторски разходи, прогнозирани като 1,2% от стойността на приходите на база отчетни данни;

- други разходи, прогнозирани като условно-постоянна годишна сума в размер на 9 хил. лв.

Разходите за амортизации представляват 38% от УПР и намаляват от 76 хил. лв. през 2020 г. на 69 хил. лв. през 2022 г., като през 2024 г. се увеличават на 75 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 32% от УПР и остават непроменени в размер на 61 хил. лв. годишно през разглеждания период, включват начислените работни заплати на целия персонал. В дружеството са ангажирани 5 души персонал, като през периода дружеството не предвижда назначаване на нови служители.

Разходите за социални осигуровки представляват 6% от УПР и остават непроменени в размер на 11 хил. лв. годишно през периода. Те включват съответните суми за социални и здравни осигуровки, 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.

Другите разходи представляват 3% от УПР и остават непроменени в размер на 5 хил. лв. годишно през разглеждания период. Включват разходите за командировки и обучение на персонала, определени в зависимост от броя на персонала, както и разходи, произтичащи от задължения по нормативни актове, извън посочените по-горе разходи.

В представената обосновка дружеството посочва, че в състава на УПР за дейността „разпределение на природен газ“ не са включени начислените разходи за загуби от обезценка, текущите разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущите разходи за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси.

Променливите разходи представляват 1% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“, и са в размер на 2 хил. лв. годишно, като през последната 2024 г. на регулаторния период се увеличават на 3 хил. лв. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен природен газ и разходните норми на предприятието. Разходите за одорант са изчислени в съответствие с разходната норма от 0,002 l/MWh и прогнозните количества за реализация. Разходът на одорант за 1 MWh е в размер на 0,13 лв.

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

Тези разходи представляват 9% от общия обем разходи и остават непроменени в размер на 19 хил. лв. годишно през разглеждания период. Разходите за дейността снабдяване са само условно-постоянни разходи, т.е. независещи от доставените количества природен газ. Условно-постоянните разходи включват:

Разходите за материали са с относителен дял от 28% от УПР и са в размер на 5 хил. лв. годишно, като през 2024 г. се увеличават на 6 хил. лв. Включват разходи за:

- канцеларски материали, прогнозирани по 1000 лв. на година;
- работно облекло, прогнозирани на база персонал, за покупка на лятно и зимно облекло – 500 лв. на човек;
- горива за автотранспорт, обслужващ дейността, като са прогнозирани на около 1000 лв. на година;
- материали за текущо поддържане, които представляват разходи, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по съоръженията и са прогнозирани като 0,6% от стойността на изградените съоръжения.

Разходите за външни услуги представляват 10% от разходите за дейността, като остават с непроменен размер от 2 хил. лв. през регулаторния период. Те включват: пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозирани на около 1000 лв. годишно и разходи за проверка на уреди, определени в размер на средно по 1000 лв. годишно.

Разходите за заплати и възнаграждения са с относителен дял 52% от разходите за дейността и остават непроменени в размер на 10 хил. лв. през разглеждания период. Разходите включват предвидените работни заплати на персонала, ангажиран в дейността „снабдяване“ – 2 души, като не е предвидено увеличаване на персонала.

Разходите за социални осигуровки представляват 9% от разходите за дейността и са планирани в съответствие с нормативните изисквания, като размерът им от 2 хил. лв. остава непроменен през регулаторния период. Разходите за социални осигуровки представляват съответните суми за социални и здравни осигуровки, 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.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и по икономически елементи, както и въз основа на представените от дружеството обосновки и доказателства за разходите е видно, че те са свързани с изпълнението на лицензионните дейности и може да се направи извода, че 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 в Таблицы № 4 и 5:

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

Таблица №

4

№	Позиция	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	1064	1025	1001	968	931
2.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	38	36	42	42	41
3.	Необходим оборотен капитал	14	15	15	15	15
4.	Регулаторна база на активите	1040	1004	974	941	905
5.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,06%	7,06%	7,06%	7,06%	7,06%
6.	Възвръщаемост	73	71	69	66	64
7.	Разходи, в т.ч.:	191	194	189	194	198
7.1.	УПР	189	192	187	192	195
7.2.	Променливи разходи	2	2	2	2	3

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

Таблица №

5

№	Позиция	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Необходим оборотен капитал	59	75	90	94	99
2.	Регулаторна база на активите	59	75	90	94	99
3.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	7,06%	7,06%	7,06%	7,06%	7,06%
4.	Възвръщаемост	4	5	6	7	7
5.	Разходи, в т.ч.:	19	19	19	19	19
5.2.	УПР	19	19	19	19	19

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 2020 – 2024 г. са в размер на 196 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи са предвидени 100 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) – 96 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Предложената от „Камено-газ“ ЕООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2020 – 2024 г. е в размер на 7,06%, която е изчислена при използване на 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 6,35% 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, капиталова структура на предприятието.

Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страните-членки от Европейския съюз, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

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 „Камено-газ” ЕООД е използвало актуални данни към дата на входиране на заявлението за утвърждаване на цени, за пазарните величини, като са отчетени: 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 „Камено-газ” ЕООД е използван безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните от 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 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 0,5944%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2018 г. – август 2019 г.

При прилагане на горепосочените параметри, нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Камено-газ” ЕООД се изчислява в размер на 6,35%, която съответства на предложената от дружеството.

Предвид горното, предложената от „Камено-газ” ЕООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,06%, при норма на възвръщаемост на собствения капитал 6,35% и при отчитане на данъчните задължения, 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
№ 6*

Таблица

Клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	MWh/год.	2216	4220	6119	6119	6119
ОАТ	MWh/год.	2216	2321	2321	2321	2427
Битови	MWh/год.	5655	6393	7132	7870	8609
Общо:	MWh/год.	10 086	12 934	15 572	16 310	17 154

*Прогнозен брой клиенти
7*

Таблица №

Клиенти	Мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Промислени	бр.	2	3	4	4	4
ОАТ	бр.	21	22	22	22	23
Битови	бр.	268	303	338	373	408
Общо:	бр.	291	328	364	399	435

За целите на ценообразуването от заявителя са изчислени коефициенти за разпределяне на дълготрайните активи по групи клиенти. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, е разпределена чрез дела на проектния

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

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

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. 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 0,26 през 2020 г. на 0,25 през 2024 г., за общественно-административните и търговски клиенти остава непроменен от 0,19 през регулаторния период, а за битовите клиенти се увеличава от 0,55 през 2020 г. на 0,57 през 2024 г. Коефициентите за разпределяне отчитат дела на дълготрайните материални активи на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е изчислен от заявителя на база брой клиенти от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента за промишлените клиенти се променя през годините на регулаторния период, като се увеличава от 0,05 през 2020 г. на 0,11 през 2022 г. и през следващите две години намалява на 0,10, за общественно-административните и търговски клиенти намалява от 0,10 през 2020 г. на 0,08 през 2024 г., за битовите клиенти също намалява от 0,86 през 2020 г. на 0,82 през 2024 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 се увеличава през регулаторния период от 0,22 през 2020 г. на 0,36 през 2024 г., за общественно-административните и търговски клиенти намалява от 0,22 през 2020 г. на 0,14 през 2024 г., за битовите клиенти намалява от 0,56 през 2020 г. на 0,46 през 2022 г., като се увеличава на 0,50 през 2024 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат: дела на дълготрайните материални активи на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи; броя клиенти от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент; както и дела на годишното потребление на природен газ на съответната група клиенти в общото потребление.

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.

Предложените от „Камено-газ“ ЕООД цени за пренос на природен газ през ГРМ, пределни цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Камено са посочени в Таблица № 8:

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промислени	13,85	0,44
ОАТ	21,42	0,92
Битови	20,71	2,94

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

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-33-15 от 14.10.2019 г. от „Камено-газ” ЕООД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените от „Камено-газ” ЕООД за утвърждаване цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2020 – 2024 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.

Заявителят е предложил цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Камено да останат непроменени спрямо предходния период. Същите са посочени в Таблица № 9:

Групи клиенти	Цени (лв./клиент)
Промислени	2000
ОАТ	1100
Битови	444

Предложените цени за присъединяване към ГРМ на лицензионната територия на заявителя са формирани от дружеството на база подробно представени разходи по групи клиенти.

Изказвания по т.2.:

Докладва Г. Дечева. На 21.11.2019 г. са проведени открито заседание и обществено обсъждане по доклада и проекта на решени, приети от Комисията. На откритото заседание е присъствал представител на „Камено-газ” ЕООД, който е посочил, че приема доклада и няма възражения по него. На същата дата беше проведено и обществено обсъждане на проекта на решение. На него не са присъствали представители на поканените заинтересованите лица, а само представител на дружеството, който е заявил, че е съгласен с предложения проект на решение. След проведените открито заседание и обществено обсъждане, няма настъпили нови факти и обстоятелства, които да променят първоначално изложените в доклада изводи. В срока по чл. 14, ал. 3 от Закона за енергетиката в КЕВР не са постъпили писмени становища от заинтересованите лица по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Камено-газ” ЕООД.

Предвид гореизложеното 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 да обсъди и вземе следните решения:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2020 г., на „Камено-газ” 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 Камено, за регулаторен период от 2020 г. до 2024 г., както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти: 13,85 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 21,42 лв./MWh;

1.3. За битови клиенти: 20,71 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2020 г. – 264 хил. лв., за 2021 г. – 265 хил. лв., за 2022 г. – 258 хил. лв., за 2023 г. – 261 хил. лв., за 2024 г. – 262 хил. лв.

Количества природен газ: за 2020 г. – 10 086 MWh/г., за 2021 г. – 12 934 MWh/г., за 2022 г. – 15 572 MWh/г., за 2023 г. – 16 310 MWh/г., за 2024 г. – 17 154 MWh/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,06%.

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

3.1. За промишлени клиенти: 45,29 лв./MWh;

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 45,77 лв./MWh;

3.3. За битови клиенти: 47,79 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 общественения доставчик за съответното тримесечие на годината): 44,85 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 0,44 лв./MWh;

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 0,92 лв./MWh;

4.2.3. За битови клиенти: 2,94 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2020 г. – 23 хил. лв., за 2021 г. – 24 хил. лв., за 2022 г. – 25 хил. лв., за 2023 г. – 26 хил. лв., за 2024 г. – 26 хил. лв.

Количества природен газ: за 2020 г. – 10 086 MWh/г., за 2021 г. – 12 934 MWh/г., за 2022 г. – 15 572 MWh/г., за 2023 г. – 16 310 MWh/г., за 2024 г. – 17 154 MWh/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,06%.

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

5.1. За промишлени клиенти: 2000 лв./клиент;

5.2. Обществено-административни и търговски клиенти: 1100 лв./клиент;

5.3. Битови клиенти: 444 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.

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 01.01.2020 г., на „Камено-газ” 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 Камено, за регулаторен период от 2020 г. до 2024 г., както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти: 13,85

лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 21,42

лв./MWh;

1.3. За битови клиенти: 20,71

лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2020 г. – 264 хил. лв., за 2021 г. – 265 хил. лв., за 2022 г. – 258 хил. лв., за 2023 г. – 261 хил. лв., за 2024 г. – 262 хил. лв.

Количества природен газ: за 2020 г. – 10 086 MWh/г., за 2021 г. – 12 934 MWh/г., за 2022 г. – 15 572 MWh/г., за 2023 г. – 16 310 MWh/г., за 2024 г. – 17 154 MWh/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,06%.

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

3.1. За промишлени клиенти: 45,29

лв./MWh;

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 45,77

лв./MWh;

3.3. За битови клиенти: 47,79

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): 44,85 лв./MWh;

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 0,44

лв./MWh;

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 0,92

лв./MWh;

4.2.3. За битови клиенти: 2,94 лв./

MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2020 г. – 23 хил. лв., за 2021 г. – 24 хил. лв., за 2022 г. – 25 хил. лв., за 2023 г. – 26 хил. лв., за 2024 г. – 26 хил. лв.

Количества природен газ: за 2020 г. – 10 086 MWh/г., за 2021 г. – 12 934 MWh/г., за 2022 г. – 15 572 MWh/г., за 2023 г. – 16 310 MWh/г., за 2024 г. – 17 154 MWh/г.

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,06%.

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

5.1. За промишлени клиенти: 2000 лв./клиент;

5.2. Обществено-административни и търговски клиенти: 1100 лв./клиент;

5.3. Битови клиенти: 444 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.

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София-град в 14 (четиринадесет) дневен срок.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, след като разгледа бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г., представен от „Брикел“ ЕАД с писмо с вх. № Е-14-31-13 от 30.09.2019 г., доклад с вх. № Е-Дк-766 от 21.11.2019 г., както и след провеждане на открито заседание на 04.12.2019 г., установи следното:

„Брикел“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-096-03 от 14.03.2001 г. за дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и на лицензия № Л-095-05 от 14.03.2001 г. за дейността „пренос на топлинна енергия“ на територия в град Гълъбово за срок от 20 години всяка.

С писмо с вх. № Е-14-31-13 от 30.09.2019 г. дружеството е представило в Комисията за енергийно и водно регулиране (Комисията, КЕВР) за одобряване бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г.

По силата на чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) одобрените от Комисията бизнес планове са неразделна част от лицензиите и се оформят като приложение, което периодично се актуализира. Съгласно чл. 49, ал. 3 от НЛДЕ актуализирането на бизнес плана не се счита за изменение на лицензията.

КЕВР със свое решение № БП-63 от 27.10.2015 г. е одобрила предходния бизнес план на „Брикел“ ЕАД за периода 2015 г. - 2019 г.

Лицензиантът е изпълнил изискването на чл. 13, ал. 5 от НЛДЕ, съгласно който всеки следващ бизнес план се представя за одобряване от комисията не по-късно от 3 месеца преди изтичането на срока на предходния бизнес план.

Във връзка с представения за разглеждане бизнес план за следващия петгодишен период с писмо изх. № Е-14-31-13 от 11.10.2019 г. от „Брикел“ ЕАД е поискано да представи допълнителна информация, която е представена с писмо с вх. № Е-14-31-13 от 22.10.2019 г.

Резултатите от извършения анализ на заявлението и приложенията към него са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-766 от 21.11.2019 г., приет с решение на КЕВР на закрито заседание по т. 8 от протокол № 204 от 21.11.2019 г. и публикуван на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 5, т. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ) на 04.12.2019 г. е проведено открито заседание, на което са присъствали представители на „Брикел“ ЕАД. Същите не са направили възражения по фактите, обстоятелствата и изводите, отразени в приетия доклад.

След анализ на съдържанието на представения бизнес план назначената със заповед № З-Е-185 от 04.10.2019 г. на Председателя на КЕВР работна група установи следното:

Представеният с писмо с вх. № Е-14-31-13 от 30.09.2019 г. от „Брикел“ ЕАД бизнес план за периода 2020 -2024 г. е съобразен с изискванията на чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ и включва:

- инвестиционна програма;
- производствена програма;
- ремонтна програма;
- социална програма за дейности и мероприятия със социална насоченост, регламентирани като задължителни с нормативни актове (Кодекс на труда и др.);
- прогнозна структура и обем на разходите по години;
- прогнозни годишни финансови отчети.

Дейността на дружеството обхваща производството на следните продукти: електрическа енергия към мрежа на 110 kV към ЕЕС; брикети; обогатено енергийно гориво (ОЕГ); въглища за външни консуматори (ВВК), топлинна енергия към топлопреносната мрежа на гр. Гълъбово.

Дружеството е разположено на две обособени площадки: Електропроизводство и Брикетопроизводство.

ТЕЦ към „Брикел“ ЕАД е предназначен за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. Това производство се осъществява чрез шест барабанни парогенератори (котлоагрегати) тип БКЗ-210-140-ФВ. Същите работят в колекторна схема и могат да захранват всеки по отделно и всички заедно чрез главен парен колектор инсталираните турбогенератори. Проектирани са за изгаряне на нискокалорични лигнитни въглища.

В работа са 3 бр. парогенератори и 3 бр. са в резерв съгласно комплексно разрешително (КР) № 40-Н1/2011 г., актуализирано с решение № 40-Н1-И0-А1/2013 г. и решение № 40-Н1-И0-А2/2018 г. на ИАОС към МОСВ.

Турбините са четири - тип ВПТ-50-130/4, с номинална мощност 50 MW_e всяка, 3000 min⁻¹, топлофикационни с 2 регулируеми пароотбора – промишлен и топлофикационен.

Топлофикационната част на централата се състои от промишлени пароотбори за нуждите на част „Брикетопроизводство“ и за отопление на гр. Гълъбово.

Електрическите генератори са тип ТВ-60-2 60MW с водородно охлаждане. От ОРУ – 110 kV се изнася произведената електрическа енергия към подстанция „Марица-изток“-гр. Гълъбово и за рудник „Трояново-3“.

Турбогенератори № 1 и № 2 са двата захранващи източника на главната разпределителна уредба - ГРУ 6 kV.

Брикетопроизводствените мощности на площадка „Брикетопроизводство“ са в състояние да осигурят годишно производството на 700 ÷ 750 хил. t брикети и 1 000 ÷ 1 200 хил. t ОЕГ за технологични нужди и външни консуматори.

Основните съоръжения - 24 бр. барабанни тръбни сушилни за индиректно подсушаване на брикетируемите въглища и 48 бр. четирищемпелни брикетни преси тип „Гьорлиц“ нямат ограничения по ресурс на метала. Завишените експлоатационни и ремонтни разходи, както и някои технологични проблеми са решими чрез съответните организационни, структурни и технически мероприятия.

Въпреки многогодишната експлоатация, спомагателното оборудване, сградният фонд, канализациите и другите подобекти на площадките на дружеството са в надеждно техническо състояние и чрез извършването на съответния вид ремонт и частична повъзлова подмяна са в състояние да осигурят надеждна и ефективна работа на основните производствени мощности.

I. ИЗПЪЛНЕНИЕ НА БИЗНЕС ПЛАНА ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.

1. ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА

В производствената програма на Брикел ЕАД в електропроизводствената част, за 2015-2019 г. е било заложено увеличение на произведената топлинна и електрическа

енергия, което дружеството не е успяло да осъществи. Основната причина за нереализираните прогнози е отказ на издаване на Комплексно разрешително.

„Брикел” ЕАД има издадено комплексно разрешително КР № 40-Н1/2011 г. за 4 бр. енергийни котли (ЕК) №№ 1÷4 с номинална топлинна мощност по 170 MW_{th} всеки, от които три броя ЕК (510 MW_{th}) са в постоянна експлоатация, а четвъртият ЕК (170 MW_{th}) е в резерв в случай на авария или планов ремонт на някой от трите работещи ЕК.

Дружеството има издадено и Решение № 40-Н1-ИО-А1/2013 г. за актуализиране на КР № 40-Н1/2011 г. Актуализацията представлява включване на ЕК № 5 и № 6 като резервни (аварийни) мощности (заедно с ЕК № 4) без промяна в капацитета на горивната инсталация, определен с КР № 40-Н1/2011 г., както и Решение № 40-Н1-ИО-А2/2018 г. На 01.11.2014 г. с писмо с вх. №617-сз-1874 „Брикел” ЕАД е внесло в ИАОС заявление за издаване на ново Комплексно разрешително, според което е искана промяна на разрешената номинална топлинна мощност на инсталацията от 510 MW_{th} на 850 MW_{th}, което представлява едновременна работа на 5 бр. ЕК. Предвид подаденото заявление и нормативно установените срокове за издаване на КР, дружеството е изготвило своята производствена програма за период 2015 г. – 2019 г., предвиждайки работа на централата с 5 ЕК. Издаването на това разрешително би довело до увеличаване на максималната работна електрическа мощност от 100 MW_e на 200 MW_e.

С писмо № 617-СЗ-1874/03.09.2015г. ИАОС изпраща на „Брикел” ЕАД Решение №40-Н1-ИО-А1-О/2015 г., с което отказва издаването на новото комплексно разрешително.

Вследствие на издадения отказ в действие остава Решение № 40-Н1-ИО-А1/2013 г. за актуализиране на КР № 40-Н1/2011 г., според което през целия регулаторен период 01.07.2015-30.06.2016 г. дружеството остава с право на едновременна работа на 3 бр. ЕК.

Предвиденото увеличение на произведената топлинна и електрическа енергия вследствие на едновременна работа на 4 или 5 парогенератора не е реализирано.

За разглеждания период 2015 г. - 2019 г. е отчетено неизпълнение на производството на електрическа енергия, увеличение на процента собствени нужди от електрическа енергия, намаление на собственото потребление на топлинна енергия, намаление на технологичните разходи по преноса с гореща вода.

Производство на топлинна енергия

Производството на топлинна енергия е функция на няколко основни фактора:

- Собствено потребление на инсталациите в „Брикетопроизводство“;
- Клиенти на топлинна енергия – количество присъединен топлинен товар;
- Климатичен фактор, отчетен през отоплителни денградуси;
- Специфична консумация за отопление, отразяваща поведението на клиентите (саниране на сградите, индивидуално регулиране);
- Технологични разходи при преноса на топлинната енергия.

Отпусната от съоръженията топлинна енергия през отчетния период е с 40,87% по-малко от планираната и е в размер на 6 381 651 MWh.

Топлинна енергия с гореща вода:

- Броят на клиентите на топлинна енергия с топлоносител гореща вода е нараснал с 3,45% за отчетния период.

- Технологичните разходи при преноса с гореща вода общо за отчетния период са с 0,80% по-малко от планираните. Това се дължи главно на по-малкото количество потребена топлинна енергия вследствие на подобряване на енергийната ефективност на отделните клиенти. Така въпреки увеличаване брой консуматори, потребеното от тях количество топлинна енергия е намалено.

Основните фактори, пряко влияещи на производството на топлинна енергия през отчетния период и с действие в противоположни посоки, (по-високите денградуси, ръст на клиентите и намалената специфична консумация на топлинна енергия за отопление), са довели до по-ниско производство.

Топлинна енергия с водна пара:

Единственият потребител на топлинна енергия с водна пара е „Брикетопроизводството“. Отчетено е неизпълнение на бизнес плана в размер на 41,40%.

Производство на електрическа енергия

Производството на електрическа енергия през отчетния период възлиза на 2 298 901 MWh и е с около 53% по-малко от планираното.

Продадена електрическа енергия.

Вследствие на намаленото производство през периода 2015-2019 г. са продадени по-малко 2 029 169 MWh електрическа енергия, което е с 54,45% под планираното количество за периода.

Прогнозна производствена програма в предходния бизнес план за периода 2015-2019 г.

№	КОЛИЧЕСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ	ДИМЕНСИЯ	ПРОГНОЗА				
			2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	2	4	5	6	7	8	9
1	Отпусната топлинна енергия от централата (към преноса, собствено потребление и потребители)	MWh	2 196 990	2 368 323	2 590 252	2 590 252	2 590 252
1.1.	гореща вода (към преноса, собствено потребление)	MWh	21 550	21 550	21 550	21 550	21 550
1.2.	водна пара (към преноса, собствено потребление)	MWh	2 175 440	2 346 773	2 568 702	2 568 702	2 568 702
2	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	2 175 440	2 346 773	2 568 702	2 568 702	2 568 702
2.1.	гореща вода	MWh					
2.2.	водна пара	MWh	2 175 440	2 346 773	2 568 702	2 568 702	2 568 702
3	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	248 669	250 124	273 778	273 778	273 778
3.1.	гореща вода	MWh	1 367	1 375	1 505	1 505	1 505
3.2.	водна пара	MWh	247 302	248 749	272 273	272 273	272 273
4	Топлинна енергия за собствени нужди	%	10,17%	9,55%	9,56%	9,56%	9,56%
4.1.	гореща вода	%	5,97%	6,00%	6,53%	6,53%	6,53%
4.2.	водна пара	%	10,21%	9,58%	9,58%	9,58%	9,58%
5	Отпусната топлинна енергия от съоръженията ОБЩО	MWh	2 445 659	2 618 447	2 864 030	2 864 030	2 864 030
5.1.	гореща вода	MWh	22 917	22 925	23 055	23 055	23 055
5.2.	водна пара	MWh	2 422 742	2 595 522	2 840 975	2 840 975	2 840 975
6	Произведена електрическа енергия	MWh	834 990	1 256 496	1 378 000	1 406 000	1 406 000
6.1.	Произведена комбинирана електрическа енергия	MWh	834 990	1 256 496	1 378 000	1 406 000	1 406 000
7	Условно гориво за производство на енергия	t _{c.f.}	471 299	552 456	604 700	604 700	604 700
8	Топлина на горивата за производство.	MWh	3 836 153	4 496 734	4 921 977	4 921 977	4 921 977
8.1.	мазут	t	840	877	960	960	960
8.2.	въглища	t	1 414 315	1 658 298	1 815 118	1 815 118	1 815 118
9.	СРУГ: за електрическа енергия	g/kWh	265,70	243,53	243,35	240,64	240,64
10.	за топлинна енергия	kg/MWh	101,99	94,13	94,05	93,00	93,00

11.	Електрическа енергия за собствени нужди на централата	MWh	225 865	288 994	316 940	316 901	316 901
11.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	%	27,05%	23,00%	23,00%	22,54%	22,54%
12.	Продадена електрическа енергия и за собствено потребление, в т.ч.:	MWh	609 125	967 502	1 061 060	1 089 099	1 089 099
12.1.	комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	MWh	609 125	967 502	1 061 060	1 089 099	1 089 099

Отчет на производствена програма за периода 2015 г. - 2019 г.

№	КОЛИЧЕСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ	ДИМЕНСИЯ	ОТЧЕТ				
			2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	2	4	5	6	7	8	9
1	Отпусната топлинна енергия от централата (към преноса, собствено потребление и потребители)	MWh	1 503 606	1 375 822	1 403 981	1 448 942	1 380 537
1.1.	гореща вода (към преноса, собствено потребление)	MWh	19 559	17 364	17 335	17 314	18 896
1.2.	водна пара (към преноса, собствено потребление)	MWh	1 484 048	1 358 458	1 386 646	1 431 627	1 361 641
2	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	1 484 048	1 358 458	1 386 646	1 431 627	1 361 641
2.1.	гореща вода	MWh					
2.2.	водна пара	MWh	1 484 048	1 358 458	1 386 646	1 431 627	1 361 641
3	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	171 621	155 504	158 690	163 485	155 629
3.1.	гореща вода	MWh	949	984	1 169	832	841
3.2.	водна пара	MWh	170 672	154 520	157 522	162 653	154 787
4	Топлинна енергия за собствени нужди	%	10,24%	10,15%	10,16%	10,14%	10,13%
4.1.	гореща вода	%	4,63%	5,36%	6,32%	4,59%	4,26%
4.2.	водна пара	%	10,31%	10,21%	10,20%	10,20%	10,21%
5	Отпусната топлинна енергия от съоръженията ОБЩО	MWh	1 675 227	1 531 326	1 562 671	1 612 427	1 536 166
5.1.	гореща вода	MWh	20 508	18 348	18 504	18 147	19 737
5.2.	водна пара	MWh	1 654 719	1 512 978	1 544 167	1 594 280	1 516 429
6	Произведена електрическа енергия	MWh	613 079	552 499	555 723	577 601	540 576
6.1.	Произведена комбинирана електрическа енергия	MWh	613 079	552 499	555 723	577 601	540 576
7	Условно гориво за производство на енергия	t.c.f.	328 509	299 159	303 984	314 334	298 061
8	Топлина на горивата за производство	MWh	2 673 913	2 435 013	2 474 290	2 558 537	2 426 081
8.1.	мазут	t	1 206	1 068	1 338	1 310	1 593
8.2.	въглища	t	984 173	847 890	860 040	787 854	833 141
9.	СРУГ : за електрическа енергия	g/kWh	251,24	245,16	254,46	213,71	216,53
10.	за топлинна енергия	kg/MWh	104,15	106,90	104,04	118,39	117,83
11.	Електрическа енергия за собствени нужди на централата	MWh	150 129	141 308	153 055	156 793	151 338
11.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	%	24,49%	25,58%	27,54%	27,15%	28,00%
12.	Продадена електрическа енергия и за собствено потребление, в т.ч.:	MWh	462 950	411 191	402 668	420 808	389 238

12.1.	комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	MWh	462 950	411 191	402 668	420 808	389 238
-------	--	-----	---------	---------	---------	---------	---------

2. ОТЧЕТ НА ИНВЕСТИЦИОННАТА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.

Преимуществено инвестиционната програма на ТЕЦ на „Брикел” ЕАД обхваща проекти за рехабилитация и модернизация на основно енергийно оборудване, чиято реализация ще допринесе за намаляване на емисиите парникови газове, и в тази връзка съгласно утвърдения Национален план за инвестиции на Република България 2013 г. – 2020 г. (НПИ), свързан с дерогацията по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО и съобщение на Европейската комисия 2011/С99/03, „Брикел” ЕАД изпълнява планираните инвестиционни проекти с крайни срокове за реализация в периода 2013 г. – 2020 г.

Общата изразходена сума за 2015 г. по проекти за инвестиции, включени в НПИ 2013 г.-2020 г., и проекти, заложен в бизнес плана, е 5 306 133,69 лв. и включва следните мероприятия:

№	Проекти	ИНВЕСТИЦИИ В ЛВ. Отчетено
1	Цялостен ретрофит на турбини ВПТ 50-4 №№ 1-4	50 851,58
2	Въвеждане на нов тип високоефективна топлоизолация на енергийните съоръжения	285 263,10
3	Изграждане на система за изгаряне на биогорива до 10% към основното гориво	520 000,00
4	Пълен инженеринг на инсталацията за почистване на димните газове включително и CO ₂	3 004 722,75
5	Монтаж на автоматична система за управление на технологичните процеси	20 598,50
6	Пълен инженеринг на ниско емисионни горелки КА №№ 1-4	706 477,97
7	Изграждане на депо за неопасни отпадъци	598 987,30
8	Помпена станция	112 842,68
9	Система за отделяне на глина	6 389,81
ОБЩО ЗА ГОДИНАТА:		5 306 133,69

Изпълнени инвестиционни проекти през 2016 г.

№	Проекти	Инвестиции в лв. Отчетено
1	Пълен инженеринг на газоплътна пещ на КА №№1-4	768 807,22
2	Въвеждане на нов тип високо ефективна топлоизолация на енергийните съоръжения	164 224,37
3	Изграждане на система за изгаряне на биогорива до 10% към основното гориво	1 105 805,36
4	Пълен инженеринг на инсталацията за почистване на димните газове включително и CO ₂	1 954 383,12
5	Монтаж на автоматична система за управление на технологичните процеси	383 112,56
6	Пълен инженеринг на ниско емисионни горелки на КА №№ 1-4	9 431,54
7	Изграждане на депо за неопасни отпадъци	189 234,35
8	Помпена станция	31 234,75
ОБЩО ЗА ГОДИНАТА:		4 606 233,27

Общата изразходвана сума за **2017 г.** по проекти за инвестиции, включени в НПИ 2013 г.-2020 г. и проекти, заложи в бизнес-плана на „Брикел“ ЕАД, е 4 471 хил. лв., реализирани по 10 инвестиционни проекта, 9 от които са включени в НПИ.

Три от тях:

- „Цялостен ретрофит на турбина ВПТ 50-4 № 1-4”, включващ модернизация на ЦВН и модернизация на ЦСНН - 1 102 364,66 лв.

- Рехабилитация на регенеративна система на турбина ВПТ 50-4 № 1-4 и хидропитателен възел на инсталацията - 790 470,39 лв.

- „Изграждане на два броя охладителни кули и охладителна система на турбини ВПТ 50-4 № 1-4” - 265 552,99 лв.

са приключени през декември 2017 г. и със стойността на отчетените инвестиционни разходи по тях са формирани нови ДМА.

Общата изразходвана сума за **2018 г.** по проекти за инвестиции, включени в НПИ 2013 г.-2020 г. и проекти, заложи в бизнес-плана на „Брикел“ ЕАД е 8 982 хил. лв.

Пет от тях:

- „Пълен инженеринг на газоплътна пещ на КА №№ 1-4” - 441 088,40 лв.

- „Въвеждане на нов тип високоефективна топлоизолация на енергийните съоръжения - 103 841,16 лв.

- „Изграждане на система за изгаряне на биогорива до 10% към основното гориво” - 844 199,80 лв.

- Монтаж на автоматична система за управление на технологичните процеси” - 1 166,67 лв.

- Пълен инженеринг на ниско емисионни горелки” - 58 099,80 лв.

са приключени през 2018 г. и със стойността на отчетените инвестиционни разходи по тях са формирани нови ДМА. В прогнозните разходи за амортизации за новия ценови период, които участват при формиране на признатите разходи за регулаторни цели, са добавени разходите за амортизации, произтичащи от изпълнените проекти в размер на 705 хил. лв.

Инвестиционните разходи за изграждане на депо за неопасни отпадъци са в размер на 7 237 126,69 лв.

2019 г.

Инвестиционната програма на ТЕЦ „Брикел“ ЕАД за 2019 г.е насочена към изпълнението на проекти за намаляване на емисиите на парникови газове по икономически ефективен начин, и в тази връзка съгласно утвърдения Национален план за инвестиции на Република България 2013г. – 2020 г., свързан с дерогацията по чл. 10в от Директива 2003/87/ЕО и съобщение на Европейската комисия 2011/С99/03, дружеството изпълнява планираните инвестиционни проекти, с крайни срокове за реализация в периода 2013 – 2020 г.

Планираният обект: **„Въвеждане на нов тип високо ефективна топлоизолация на енергийните съоръжения“** е изпълнен предсрочно и приключен през 2018 г.

Проект **„Пълен инженеринг на инсталация за почистване на димните газове включително и СО₂“** е в ход и са извършени следните дейности:

- Ревизия на рециркулационни помпи и ел. двигатели към тях
- Полагане на бетонови основи за изграждане на абсорберно помещение
- Изграждане на фундаменти за рециркулационни помпи
- Полагане на основи на канал за отвеждане на отпадни води

Проект „Изграждане на депо за неопасни отпадъци”

Описание на дейностите и обектите по проекта през 2019 г.:

- Извършване на дейности по полагане на запечатващ слой
- Направа на технологични пътища по диги с трошено-каменна настилка

Общо разходите за 2019 г. по горесцитираните проекти са 11 994 хил. лв.

3. ОТЧЕТ НА РЕМОНТНАТА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г. 2015 г.

Ремонтната програма на дружеството през **2015 г.** частично е отложена и удължена във времето, поради намалената производствена програма, неиздадено коригирано комплексно разрешително, по малки приходи. Поради невъзможността за осигуряване на средства за големи основни ремонти на съоръженията е било заложено извършването на разширени текущи ремонти на повече на брой парогенератори. Целта на тези ремонти е да се възстановят максимално номиналните параметри на съоръженията, с допускането на компромис, че забавянето на подмяната на нагревни повърхности води до повишена аварийност. Ремонтите по електрофилтрите на двете площадки и сероочистващата инсталация (СОИ) е свързано с достигане и спазване на екологичните норми.

Поради изложените причини от планираните 14 400 хил. лв за ремонти за 2015 г. в одобрения от КЕВР бизнес план общата стойност на отчетените разходи през 2015 г. възлиза на 7 198 хил. лв.

Изпълнение на ремонтната програма през 2015 г. по видове дейности и съоръжения:

1. Довършване на основния ремонт на турбогенератор № 4 от 09.09.2014 г.– 28.05.2015 г.
2. Основен ремонт на парогенератор № 4 от 14.07.2015 г.
3. Среден ремонт на парогенератор № 2 от 10.11.2015 г. до 19.12.2015 г.
4. Текущ ремонт на парогенератор №1 от 01.06.2015 г. до 19.06.2015 г.
5. Текущ ремонт на парогенератор №6 от 10.10.2015 г. до 06.11.2015 г.
6. Ремонт на други основни и спомагателни съоръжения – помпи, дробилки, паропроводи, топлофикационни тръбопроводи, абонатни станции и арматура, съоръжения СОИ и др.
7. Отложени ремонти за 2016 г.
 - Основен ремонт на турбогенератор № 2
 - Основен ремонт на парогенератор № 1

2016 г.

Общата стойност на отчетените разходи през 2016 г. възлиза на 2 426 хил. лв.

Изпълнение ремонтната програма през 2016 г. по видове дейности и съоръжения:

1. Основен ремонт на парогенератор № 4 от 09.09.2014 г.
2. Текущ ремонт на парогенератор №1 от 22.02.2016 г. до 31.03.2016 г.
3. Текущ ремонт на парогенератор №6 от 24.01.2016 г. до 21.02.2016 г.
4. Ремонт на други основни и спомагателни съоръжения
5. Отложени ремонти за 2017 г.
 - Основен ремонт на турбогенератор № 2
 - Основен ремонт на парогенератор № 3.

2017 г.

В бизнес плана на дружеството за 2017 г. са били планирани 18 000 хил. лв. за ремонтни дейности при отчетена общата стойност през 2017 г. 1 482 хил. лв.

Извършени са следните ремонтни дейности:

1. Основен ремонт на парогенератор № 4 до 17.04.2017 г.
2. Основен ремонт на парогенератор № 1 от 10.05.2017 г. до 10.01.2018 г.
3. Текущ ремонт на парогенератор № 3 от 06.03.2017 г. до 06.04.2017 г. и от 26.11.2017 г. до 18.12.2017 г.
4. Текущ ремонт на парогенератор № 2 от 15.04.2017 г. до 08.05.2017 г.
5. Ремонт на други основни и спомагателни съоръжения
- 2.6. В края на 2016 г. дружеството е преработило своята ремонтна програма.

Поради липса на средства от нея за 2018 г. са отложени следните ремонти:

- Основен ремонт на турбогенератор № 2
- Основен ремонт на парогенератор № 3

2018 г.

Ремонтната програма частично е отложена и удължена във времето, поради намалено производство и недостиг на средства от увеличените разходи на дружеството. Вследствие на аварийност са увеличени разходите за балансиране, а поради увеличение на цените на емисиите парникови газове - разходите за закупуване на емисии.

Общата стойност на извършените ремонти през 2018 г. е 1 246 хил. лв.

Поради изложените причини, вместо планираните основни ремонти на турбогенератор № 4, парогенератор № 1 и парогенератор № 4 през 2018 г. са извършени следните видове дейности по съоръжения:

1. Основен ремонт на парогенератор № 3 от 20.02.2018 г. до 30.03.2019 г.
2. Основен ремонт на парогенератор № 1 до 10.01.2018 г.
3. Текущ ремонт на парогенератор № 1 от 15.08.2018 г. до 22.08.2018 г. и от 11.11.2018 г. до 16.11.2018 г.
4. Текущ ремонт на парогенератор № 3 от 01.01.2018 г. до 31.12.2018 г.
5. Текущ ремонт на парогенератор № 2 от 19.04.2018 г. до 04.05.2018 г., от 15.05.2018 г. до 26.05.2018 г., от 07.09.2018 г. до 13.09.2018 г. и от 04.12.2018 г. до 17.12.2018 г.
6. Текущ ремонт на парогенератор № 4 от 08.07.2018 г. до 13.07.2018 г. и от 14.10.2018 г. до 17.10.2018 г.
7. Текущ ремонт на парогенератор № 5 от 19.05.2018 г. до 24.05.2018 г. и от 02.10.2018 г. до 16.10.2018 г.
8. Текущ ремонт на турбогенератор № 3 от 02.09.2018 г. до 11.09.2018 г.
9. Ремонт на други основни и спомагателни съоръжения
10. Отложени ремонти от програмата за 2019 г.
 - Основен ремонт на турбогенератор № 2
 - Основен ремонт на парогенератор № 2

2019 г.

1. Основен ремонт на Парогенератор № 3 от 01.01.2019 г. до 30.03.2019 г.

По голямата част от основния ремонт е извършен през календарната 2018 г.

През цитирания период януари-март са извършени:

- Пещостроителни и изолационни работи (ПСИР)
- Довършване на зидария на газозаборни шахти
- Полагане на топлоизолация.

2. Основен ремонт на Парогенератор №2 от 01.04.2019 г. до 31.12.2019 г.

3. Основен ремонт на Турбогенератор №2 от 01.05.2019 г. до 31.12.2019 г.

Обследване състоянието на метала проточна част ЦВН

Обследване състоянието на метала проточна част ЦНН

Ремонт на кондензатор – подмяна на кондензаторни тръби на едната половина на кондензатора

Ремонт по цилиндър високо налягане – диафрагми, корпус, лагери, маслена система

Ремонт по цилиндър ниско налягане – диафрагми, корпус, лагери, маслена система

Основен ремонт по ел. част на генератор на ТГ 2

Ремонт по помпи и спомагателни съоръжения

4. Ремонт на други основни и спомагателни съоръжения – помпи, транспортъори /ГЛТ/, ЖП линии, електрофилтри и др. Ремонт на топлофикационни тръбопроводи, абонатни станции и арматура.

Отчетените разходи за ремонт за 2019 г. са в размер на 2 500 хил. лв.

4. ОТЧЕТ НА СОЦИАЛНАТА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2015 г. – 2019 г.

Социалната политика на дружеството се реализирала в няколко направления, а именно:

- Извършени са допълнителни социални плащания за спортна дейност;
- Осигурена е материална база за извънтрудови дейности на персонал;
- Други дейности със социална значимост, предмет на решения на работодателя, като: опазване живота и здравето на работещите посредством политиката по здравословни и безопасни условия на труд, подобряване условията на труд, стратегия за намаляване на трудовия травматизъм, осигуряване на работни места за трудоустроени и др.

За периода 2015 г. – 2019 г. дружеството отчита ръст на разходите за социална програма до около 680 хил. лв. годишно.

За същия период дружеството е планирало средствата за социална програма да са в размер на около 30 хил. лв. годишно, което се равнява на отчетеното през предходния период (2009 г. - 2014 г.). Отчетените социални разходи са предимно за осигуряване на бази за дълготраен и краткотраен отдих, физическа култура, спорт и туризъм на персонала на дружеството. От 2017 г. като социални разходи се отчита осигуряването на храна и напитки съгласно изискванията на Наредба 11 за определяне на условията и реда за осигуряване на безплатна храна и/или добавки към нея.

Вид социален разход		2015	2016	2017	2018	2019
социални разходи план	хил. лв.	30	30	30	30	30
в. т.ч. бази за дълготраен и краткотраен отдих, физическа култура, спорт и туризъм	хил. лв.	30	30	30	30	30
социални разходи отчет	хил. лв.	23	23	668	685	684
в. т.ч. бази за дълготраен и краткотраен отдих, физическа култура, спорт и туризъм	хил. лв.	23	23	15	13	12
в. т.ч. осигуряване на храна и напитки съгласно Наредба 11	хил. лв.			653	672	672

II. БИЗНЕС ПЛАН ЗА ПЕРИОДА 2020 г. – 2024 г.

Основните цели на „Брикел“ ЕАД са свързани с:

1. Производствена програма

Производствената програма на „Брикел“ ЕАД в електропроизводствената част за периода 2020 г. - 2024 г. е разработена по години и е отразена в справки от № 1 до № 9 от ценовия модел на КЕВР.

Заложено е увеличение на произведената топлинна и електрическа енергия, което се дължи на планирано увеличено натоварване на производствените мощности в основния потребител на топлинна енергия – клон „Брикетопроизводство“ вследствие на подобряване на показателите по аварийност на съоръженията след извършване на планираната ремонтна и инвестиционна програма.

Не се предвижда увеличаване на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода, поради подобряване на енергийната ефективност на клиентите, независимо от регулярното увеличение на броя им.

Не се предвижда продажба на топлинна енергия с топлоносител водна пара.

2. Подобряване на качеството

Непрекъснатото подобряване на качеството на произвежданите продукти е важно условие за осъществяване на цялостната производствена програма. Важно условие е генерирането на заложената през периода нетна електрическа енергия и прогнозираното производство на брикети да се реализират ритмично, при оптимално натоварване на мощностите и стриктно спазване на планираните основни ремонти, текущи ремонти и профилактичните прегледи на мощностите на дружеството.

Във връзка с увеличаващия се обем на дейността и с цел по-доброто обслужване на клиентите, изразяващо се в скъсяване сроковете за доставка и намаляване на разходите по

производство, дружеството ще се стреми производството на брикети да е с подобрени показатели на пепелно съдържание, летливи вещества и увеличена калоричност, продукт, подготвен за пряко конкуриране на вносните донбаски въглища, търсени от населението.

3. Екологични цели

За изпълнение на поставените екологични цели дружеството предвижда да изготви инвестиционна програма, която да намери решение на проблема с намаляване на емисиите на парникови газове в атмосферата и значителна по обем рехабилитационна програма, която да удължи живота на централата с около 10 години, като поддържа номиналната мощност на съоръженията и се намалят технологичните разходи.

Всички инвестиционни проекти са свързани с дерогацията по чл.10в от Директива 2003/87/ЕО, и съобщение на Европейската комисия 2011/С99/03. „Брикел” ЕАД е планирал за изпълнение шестнадесет инвестиционни проекта, с крайни срокове за реализация в периода 2021 – 2030 г., като пет от тях ще приключат за периода на настоящия бизнес план, а именно до края на 2024 г.

В тази връзка преимуществено инвестиционната програма на дружеството е насочена към проекти за рехабилитация и модернизация на основно енергийно оборудване, чиято реализация ще допринесе за намаляване на емисиите парникови газове по икономически ефективен начин.

Тъй като в инвестиционната програма е предвидено проектите да бъдат завършени в края на съответната година, то ефектът от тяхната реализация ще се отчита през следващата ги календарна година. В края на 2024 г. се предвижда достигане до нива на намаление на емисиите парникови газове от работата на ТЕЦ в размер на 31 000 t за календарна година, но в пълен обем той ще е видим през 2025 г.

На 16.09.2019 г. „Брикел” ЕАД е подало в ИАОС заявление за издаване на ново комплексно разрешително, с което е поискана промяна на горивната база при запазване на разрешената номинална топлинна мощност на инсталацията от 510 MW_{th}.

4. Повишаване на ефективността

За ефективно управление на технико-икономическите показатели (ТИП) ще се завиши обема и качеството както на предремонтните и следремонтни изпитания на основните съоръжения – котлоагрегати и турбоагрегати, така и ежемесечните режимно-технологични изпитвания и настройки на същите.

Оптимизацията на технологичните схеми на работа на електропроизводствените и брикетопроизводствените мощности - котлоагрегати и турбоагрегати, сушилни барабани, брикетни преси и спомагателните съоръжения към тях ще доведе до намаляване на: разхода на електрическа енергия за собствени нужди, технологичния брак, специфичния разход на УГ за единица продукция, разходните норми на сурови въглища и аварийността. Същевременно ще се повишат коефициентите по разполагаемост и използваемост по време и мощност.

5. Осигуряването на собствени средства за финансиране на заложената инвестиционна програма чрез нормата на възвръщаемост на собствения капитал ще позволи дружеството да продължи да работи и да задържи своята позиция в енергийната карта на страната.

Организационно-управленска структура

В управленско-производствената структура на дружеството не се предвиждат промени в разчетите за обезпеченост с трудови ресурси за периода 2020-2024 г., с които дружеството предвижда да работи, съпоставена с фактическия брой на персонала към 31.12.2018 г. – 1 350 човека.

При така планираната структура за периода 2020-2024 г. с цел запазване на квалифицираните работници и намаляване на текучеството в дружеството се предвижда увеличение на фонд работна заплата равномерно през годините. Целта е частично наваксване на огромното изоставане в размера на възнаграждението на работниците и служителите спрямо състоянието на пазара на труда в региона на комплекса „Марица – изток”.

I. ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИДА 2020 г. – 2024 г.

Производствената програма на „Брикел” ЕАД за периода 2020 г. – 2024 г. е изготвена при следните предвиждания:

1. За базови технически показатели са приети постигнатите средни такива (равни или близки до средните) през 2018 г.;

2. Заложено е увеличение на произведената топлинна и електрическа енергия спрямо отчетеното през 2018 г. То се дължи на планирано увеличено натоварване на производствените мощности в основния потребител на топлинна енергия – клон „Брикетопроизводство“ вследствие на подобряване на показателите по аварийност на съоръженията след извършване на планираната ремонтна и инвестиционна програма.

3. Не се предвижда увеличаване на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

4. Пазарът на брикети е сравнително добре организиран в цялата страна.

Прогнозата за производство на брикети за следващите пет години е съобразена с резултатите, постигнати през 2018 г.,

Основната цел на развитието на пазара на брикети ще бъде в следните направления:

- ◇ увеличаване на пазарния дял от пазара на твърдите горива;
- ◇ оптимизиране на цената на брикетите за постигане на бизнес целите;
- ◇ внедряване на технически и технологически мерки за подобряване качеството на брикетите;
- ◇ изпълнение на организационни мероприятия и мерки - организиране на маркетингови проучвания, разширяване на рекламната политика и други;

В условия на либерализиран (свободен) енергиен пазар цените се определят от търсенето и предлагането. Различните фактори, както и комбинации от тях могат да имат различни ефекти върху пазара.

Фактори, пряко отговорни за промяната в цените на електрическата енергия на световните пазари, които фактори са относими и за България, са: промени в търсенето и предлагането, промени в цените на основните енергийни ресурси (нефт, газ, въглища и др.), цени на въглеродни емисии, метеорологични условия, планирани (ремонтни) и извънредни събития (аварии, забрани за внос/износ, фалити), политики в сферата на енергетиката и други.

В настоящия бизнес план не са отразени промени в нормативната уредба, както и не са правени предвиждания относно предполагаемата борсова цена на електрическата енергия. В тази връзка приходите са отчетени като обща сума между борсова продажба и премия от ФСЕС.

Не се предвижда увеличаване на реализираната топлинна енергия с топлоносител гореща вода.

Планирани са цялостни спирания на ТЕЦ за всяка една година от периода на бизнес плана, като целта е осигуряване на ремонт на съоръженията и намаляване на аварийността.

Планираните средни специфични разходи на условно гориво за производство на електрическа енергия за периода се понижават от 213,71 g/kWh на 212,36 g/kWh, вследствие подобряване показателите на съоръженията след изпълнение на планираните ремонтни и инвестиционни дейности.

№	КОЛИЧЕСТВЕНИ ПОКАЗАТЕЛИ	ДИМЕНСИЯ	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза
			2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	2	4	5	5	5	5	5

1	Отпусната топлинна енергия от централата (към преноса, собствено потребление и потребители)	MWh	1 542 516	1 542 516	1 542 516	1 542 516	1 542 516
1.1.	гореща вода (към преноса, собствено потребление)	MWh	17 314	17 314	17 314	17 314	17 314
1.2.	водна пара (към преноса, собствено потребление)	MWh	1 525 202	1 525 202	1 525 202	1 525 202	1 525 202
2	Топлинна енергия за собствено потребление	MWh	1 525 202	1 525 202	1 525 202	1 525 202	1 525 202
2.1.	гореща вода	MWh					
2.2.	водна пара	MWh	1 525 202	1 525 202	1 525 202	1 525 202	1 525 202
3	Топлинна енергия за собствени нужди	MWh	174 106	174 106	174 106	174 106	174 106
3.1.	гореща вода	MWh	832	832	832	832	832
3.2.	водна пара	MWh	173 273	173 273	173 273	173 273	173 273
4	Топлинна енергия за собствени нужди	%	10,14%	10,14%	10,14%	10,14%	10,14%
4.1.	гореща вода	%	4,59%	4,59%	4,59%	4,59%	4,59%
4.2.	водна пара	%	10,20%	10,20%	10,20%	10,20%	10,20%
5	Отпусната топлинна енергия от съоръженията ОБЩО	MWh	1 716 622	1 716 622	1 716 622	1 716 622	1 716 622
5.1.	гореща вода	MWh	18 147	18 147	18 147	18 147	18 147
5.2.	водна пара	MWh	1 698 475	1 698 475	1 698 475	1 698 475	1 698 475
6	Произведена електрическа енергия	MWh	620 450	620 450	620 450	620 450	620 450
6.1.	Произведена комбинирана електрическа енергия	MWh	620 450	620 450	620 450	620 450	620 450
7	Условно гориво за производство на енергия	t _{с.ф.}	335 528	335 528	335 528	335 528	335 528
8	Топлина на горивата за производство.	MWh	2 731 041	2 731 041	2 731 041	2 731 041	2 731 041
8.1.	мазут	t	1 310	1 310	1 310	1 310	1 310
8.2.	въглища	t	860 017	860 017	860 017	860 017	860 017
8.3.	друг вид гориво (ВЕИ)	t	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000
9.	СРУГ : за електрическа енергия	g/kWh	212,36	212,36	212,36	212,36	212,36
10.	за топлинна енергия	kg/MWh	118,70	118,70	118,70	118,70	118,70
11.	Електрическа енергия за собствени нужди на централата	MWh	168 450	168 450	168 450	168 450	168 450
11.1.	Електрическа енергия за собствени нужди	%	27,15%	27,15%	27,15%	27,15%	27,15%
12.	Продадена електрическа енергия и за собствено потребление, в т.ч.:	MWh	452 000	452 000	452 000	452 000	452 000
12.1.	комбинирана електрическа енергия от високоефективно производство	MWh	452 000	452 000	452 000	452 000	452 000
13.	Технологични разходи на топлинна енергия по преноса	%	25,14%	25,14%	25,14%	25,14%	25,14%

II. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2020-2024 г.

Основно мероприятията в инвестиционната програма за периода 2020 г. – 2024 г. са насочени към спазване на ангажиментите по опазване на околната среда и приетия Проект от националния план за инвестиции 2021 г. – 2030 г. и приваждането на горивните инсталации в съответствие с изискванията на европейското и националното законодателство.

За изпълнение на поставените екологични цели дружеството предвижда да се започне инвестиционна програма, която да намери решение на проблема с намаляване на емисии на парникови газове в атмосферата и значителна по обем рехабилитационна

програма, която да удължи живота на централата с около 10 години, като поддържа номиналната мощност на съоръженията и се намаляват технологичните разходи.

1. Проект „Рехабилитация на КА 5”

1.1. монтаж на газоплътна пещ

1.2. монтаж на високоефективна топлоизолация

1.3. монтаж на нискоемисионни горелки

Прогнозен размер на инвестициите - 11 000 000 лв.

Начин на финансиране – привлечени средства / фонд НПИ

Срокове за въвеждане в експлоатация – до 2021 г.

Обосновка – Проект от НПИ 2021 г. - 2030 г.

Ефект - намалени емисии парникови газове след приключване на проекта – 5 800 t/год.

2. Проект „Рехабилитация на КА 6”

2.1. монтаж на газоплътна пещ

2.2. монтаж на високоефективна топлоизолация

2.3. монтаж на нискоемисионни горелки

Срокове за реализация – 2022 г.

Прогнозен размер на инвестициите - 11 000 000 лв.

Начин на финансиране – привлечени средства / фонд НПИ

Срокове за въвеждане в експлоатация – до 2022 г.

Обосновка – Проект от НПИ 2021 - 2030 г.

Ефект - намалени емисии парникови газове след приключване на проекта – 5 600 t/год.

3. Проект „Рехабилитация на КА 1

Прогнозен размер на инвестициите - 11 000 000 лв.

Начин на финансиране – привлечени средства / фонд НПИ

Срокове за въвеждане в експлоатация – до 2023 г.

Обосновка – Проект от НПИ 2021 - 2030 г.

Ефект - намалени емисии на парникови газове след приключване на проекта – 5 800 t/год.

4. Проект „Рехабилитация на КА 2”

Прогнозен размер на инвестициите - 11 000 000 лв.

Начин на финансиране – привлечени средства / фонд НПИ

Срокове за въвеждане в експлоатация – до 2024 г.

Обосновка – Проект от НПИ 2021 - 2030 г.

Ефект - намалени емисии парникови газове след приключване на проекта – 5 800 t/год.

5. Проект „Инсталация за сухо отделяне на шлака и филтърен прах на енергийни котли от № 1 до № 6”

Прогнозен размер на инвестициите - 10 400 000 лв.

Начин на финансиране – привлечени средства / фонд НПИ

Срокове за въвеждане в експлоатация – до 2024 г.

Обосновка – Проект от националния план за инвестиции 2021 - 2030 г.

Ефект - намалени емисии парникови газове след приключване на проекта – 8000 t/год.

III. РЕМОНТНА ПРОГРАМА ЗА ПЕРИОДА 2020 г. - 2024 г.

1. РЕМОНТНА ПРОГРАМА ЗА 2020 г.

1.1. Основен ремонт на парогенератор № 5

Цялостен ремонт /типов обем/, извън типов ремонт, ремонт след дефектовка, тръбопроводи, арматура

1.2. Основен ремонт на Турбогенератор №1

Ремонт ЦВН – обследване състоянието на метала проточна част.

Ремонт ЦНН – обследване състоянието на метала проточна част.

Ремонт на основни и уплътняващи лагери.

Ремонт органите на пароразпределението.

Ремонт на регулираща система.

1.3. Ремонт на други основни и спомагателни съоръжения:

Основен ремонт на: багерни помпи – 2 бр.; помпи оборотни води - 2бр.; шламови помпи – 2 бр.; смивни помпи – 2 бр.; циркуляционни помпи - 2бр.; пожарни помпи – 2 бр.; питателни помпи - 2 бр.; мазутни помпи - 1бр.; дренажни помпи - 5бр.; дробилка едро дробене - 1бр.; дробилка ситно дробене - 1бр.; плугоразтоварващи устройства - 8 бр.; верижен булдозер ТД 25Е - 1 бр.;

Ремонт на транспортъори /ГЛТ/ - 4 бр.; паропроводи; арматура; сгуроотвали; ЖП линии; разпределителни уредби, топлофикационни тръбопроводи, абонатни станции и арматура и др.

Обща стойност за годината -3 500 хил. лв.

2. РЕМОНТНА ПРОГРАМА ЗА 2021 г.

2.1. Основен ремонт на Парогенератор № 4

Цялостен ремонт /типов обем/, извън типов ремонт, ремонт след дефектовка, тръбопроводи, арматура

2.2. Основен ремонт на турбогенератор № 3

Ремонт ЦВН – обследване състоянието на метала проточна част

Ремонт ЦНН – обследване състоянието на метала проточна част

Ремонт на основни и уплътняващи лагери

Ремонт органите на пароразпределението

Ремонт на регулираща система.

2.3. Ремонт на други основни и спомагателни съоръжения:

Основен ремонт на багерни помпи – 2 бр.; помпи оборотни води – 2 бр.; помпи избистрени води – 2 бр.; шламови помпи – 2 бр.; ОР Смивни помпи – 2 бр.; циркуляционни помпи – 2 бр.; пожарни помпи - 2бр.; питателни помпи – 2 бр.; мазутни помпи – 1 бр.; дренажни помпи – 5 бр. и др.

Ремонт на съоръжения СОИ: ОР на Рециркуляционни помпи - 4бр.; ОР Помпи варно мляко – 2 бр.; ОР Помпи гипсов шлам – 2 бр.; ОР Помпи процесна вода и аварийно източване - 2бр.; Подмяна рамки в СОИ – 5 бр. Подмяна капкоуловител 1^{ва} степен; Ремонт на бъркалки – 8 бр.; Ремонт на шнекове 3 бр.; Ремонт на общ напорен газоход; Ремонт на тръбопроводи и арматура.

Ремонт на съоръжения СОИ2: ОР на Рециркуляционни помпи - 2бр.; ОР Помпи варовикова суспензия - 2бр.; ОР Помпи гипсов шлам - 2бр.; ОР Помпи процесна вода и аварийно източване - 2бр.; Подмяна дюзи в СОИ – 2 к-т. Ремонт капкоуловител 1^{ва} степен; Ремонт на бъркалки – 5 бр.; Ремонт на шнекове 2 бр.; Ремонт на общ напорен газоход; Ремонт на тръбопроводи и арматура.

Обща стойност за годината – 3 350 хил. лв.

3. РЕМОНТНА ПРОГРАМА ЗА 2022 г.

3.1. Основен ремонт на Парогенератор № 6

Цялостен ремонт /типов обем/, извън типов ремонт, ремонт след дефектовка, тръбопроводи, арматура

3.2. Основен ремонт на Турбогенератор № 4

Ремонт ЦВН – обследване състоянието на метала проточна част.

Ремонт ЦНН – обследване състоянието на метала проточна част.

Ремонт на основни и уплътняващи лагери.

Ремонт органите на пароразпределението.

Ремонт на регулираща система.

3.3. Ремонт на други основни и спомагателни съоръжения – помпи, дробилки, паропроводи, тръбопроводи и арматура и др. Ремонт на съоръжения СОИ2.

Обща стойност за годината - 5 500 хил. лв.

4. РЕМОНТНА ПРОГРАМА ЗА 2023 г.

4.1. Основен ремонт на Парогенератор № 1

4.2. Основен ремонт на Парогенератор № 3

4.3. Ремонт на други основни и спомагателни съоръжения

Обща стойност за годината – 3 000 хил. лв.

5. РЕМОНТНА ПРОГРАМА ЗА 2024 г.

5.1. Основен ремонт на Парогенератор № 2

5.2. Основен ремонт на Турбогенератор №4

Ремонт на ЦВН – обследване състоянието на метала проточна част

Ремонт на ЦНН – обследване състоянието на метала проточна част

Ремонт на основни и уплътняващи лагери

Ремонт на органите на пароразпределението

Ремонт на регулираща система.

5.3. Ремонт на други основни и спомагателни съоръжения

Обща стойност за годината -3 000 хил. лв.

Общата стойност на ремонтите за периода 2020 г. – 2024 г. е 18 350 хил. лв.

IV. СОЦИАЛНА ПРОГРАМА

Съгласно „Вътрешни правила за извършване на специализирани проверки от контролните органи на ИА „Главна инспекция по труда“ за прилагане на квотата за назначаване на хора с трайни увреждания“, освободени от задължението за назначаване на хора с увреждания са фирми, в които броят на работниците и служителите към 31 декември на предходната календарна година, които полагат труд при условията на първа и/или втора категория труд е 50% или над 50% от средносписъчната численост на персонала в съответното предприятие за предходната календарна година. В „Брикел“ ЕАД процентът на работниците, които полагат труд при условията на втора категория е над 70%.

За периода 2020 г. – 2024 г. дружеството планира средства за социална програма между 740 и 817 хил. лв. годишно, която се равнява на отчетената през предходната 2018 г. Увеличението се дължи на заложената инфлация. Не се предвижда увеличаване на социалните дейности.

Вид социален разход		2020	2021	2022	2023	2024
социални разходи общо	хил. лв.	741	760	779	798	817
в. т.ч. бази за дълготраен и краткотраен отдих, физическа култура, спорт и туризъм		15	15	16	16	16
в. т.ч. осигуряване на храна и напитки съгласно Наредба 11		726	745	763	782	801

III. ФИНАНСОВИ АСПЕКТИ

1. Постигнати финансови резултати

От представения от „Брикел“ ЕАД годишен финансов отчет за 2018 г. е видно, че дружеството отчита загуба в размер на 10 587 хил. лв., при загуба за предходната година в размер на 7 265 хил. лв.

От анализа на данните, съдържащи се в Отчета за дохода, могат да бъдат направени следните изводи:

- Нетните приходи от продажба на продукцията през 2018 г. спрямо 2017 г. намаляват с 10,71%;

- Общите разходи от оперативната дейност бележат ръст през 2018 г. спрямо 2017 г. с 20,61%.

От направения анализ на финансовите показатели, изчислени на база обща балансова структура към 31.12.2018 г., е видно, че размерът на собствения капитал не позволява дружеството да придобие нови нетекущи активи и да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс, както и не разполага със собствени оборотни средства за обслужване на текущите задължения.

2. Прогнозни финансови резултати в бизнес план 2020 г. – 2024 г.

„Брикел“ ЕАД прогнозира да реализира печалба във всяка една година от бизнес плана, както следва: 2020 г. – 212 хил. лв., 2021 г. - 694 хил. лв., 2022 г. – 756 хил. лв., 2023 г. – 1 335 хил. лв. и 2024 г. – 1 895 хил. лв.

Прогнозните финансови резултати са формирани при приходи и разходи, както следва:

2.1. Приходи

Прогнозните приходи за периода на бизнес плана са определени на база предвижданията на дружеството по отношение на производствената програма и цени на топлинната и електрическа енергия за всяка година от бизнес плана, определени по ценови модели при метод „Норма на възвръщаемост на капитала“ и в съответствие с прогнозираните разходи. Приходите са определени на база преференциална цена на електрическата енергия, тъй като дружеството предвижда само производство от ВЕКП.

Ценовата рамка за периода на бизнес плана е представена в следната таблица:

№	Показатели	мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Преференциална цена на ел. енергия, без ДДС	лв./MWh	239,15	231,27	243,19	247,67	260,73
2.	Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода, без ДДС	лв./MWh	66,94	67,83	70,15	69,98	71,42

№	Показатели	мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Цена на CO ₂	евро/тон	27,00	29,00	31,00	33,00	35,00

В прогнозните цени на електрическата енергия за периода на бизнес плана е заложено запазване на цената на горивния микс в размер на 84,59 лв./t при калоричност 2 398 kcal/kg, а на алтернативните горива 27,14 лв./t при калоричност 3 048 kcal/kg непроменени за периода, тъй като не е предвидено увеличение на цената на доставяните въглища. Също така е заложено увеличаване на цените за квоти парникови газове на европейската борса.

2.1.1. Приходи от електрическа енергия

Дружеството предвижда прогнозираните приходи от продажба на електрическа енергия да нараснат в края на 2024 г. с около 9% спрямо 2020 г., вследствие на нарастващата цена на електрическата енергия.

2.1.2. Приходи от топлинна енергия с гореща вода

Прогнозата на дружеството е за ръст на приходите от продажба на топлинна енергия с 6,72% в 2024 г. спрямо 2020 г., като увеличението се дължи на приложените по-високи цени на топлинната енергия в периода 2020 г.-2024 г.

2.2. Разходи

Общите разходи нарастват в периода на бизнес плана от 201 656 хил. лв. за 2020 г. на 219 192 хил. лв. през 2024 г., като ръстът се дължи основно на увеличените разходи за суровини и материали.

3. Прогноза за активи и пасиви

Нетекущите активи за 2024 г. нарастват на 151 547 хил. лв. от 118 837 хил. лв. за 2020 г., вследствие на увеличените дълготрайни материални активи в частта на машини, производствено оборудване и апаратура и в частта на предоставени аванси и дълготрайни материални активи в процес на изграждане. Текущите активи намаляват от 123 610 хил. лв. за 2020 г. на 82 258 хил. лв. за 2024 г. вследствие на намалените вземания от клиенти и доставчици.

Нетекущите задължения са с тенденция намаление от 67 221 хил. лв. за 2020 г. на 58 089 хил. лв. за 2024 г. в резултат на намалени задължения към финансови предприятия. Текущите задължения също намаляват, вследствие на намалените задължения към доставчици.

3.1. Прогнозна структура на капитала

Собственият капитал е увеличен от 9 223 хил. лв. за 2020 г. на 13 903 хил. лв. за 2024 г., вследствие на прогнозирания положителен финансов резултат.

4. Размер и начин на финансиране на предвидените инвестиции

В таблицата са представени стойността на инвестициите и източниците на финансиране по години:

Години	Обща стойност на инвестициите в (хил. лв.)	Източници на финансиране	
		Собствени средства в (хил. лв.)	Привлечени средства в (хил. лв.)
2020 г.	0	0	0
2021 г.	11 000	0	11 000
2022 г.	11 000	0	11 000
2023 г.	11 000	0	11 000
2024 г.	21 400	0	21 400
Общо за периода 2020-2024 г.	54 400	0	54 400

Общо инвестиционните разходи на дружеството за периода на бизнес плана 2020 г. - 2024 г. са 54 400 хил. лв., разпределени по години, като финансовото обезпечение на изпълнението на посочените инвестиции е със 100% привлечени средства.

Въз основа на направения анализ на параметрите в бизнес плана може да се направи извод, че заложените прогнозни финансови резултати от дейността за всяка година определят положителни тенденции относно финансовото развитие на лицензионните дейности за „производство на електрическа и топлинна енергия“ и за „пренос на топлинна енергия“ за целият период на бизнес плана.

Изказвания по т.3.:

Докладва Ю. Ангелова. След проведеното открито заседание на 04.12.2019 г., на което е обсъден доклада за одобряване на бизнес план на „Брикел“ ЕАД, съвместно с представителите на дружеството, те не са изразили възражение по обстоятелствата, фактите и изводите направени в доклада. Ю. Ангелова предложи да прочете проекта на решение.

На основание чл. 13, ал. 2, т. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1 и чл.

49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, Комисията за енергийно и водно регулиране реши:

ОДОБРЯВА на „Брикел“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г., който става приложение № 9 към лицензия № Л-096-03 от 14.03.2001 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 6 към лицензия № Л-095-05 от 14.03.2001 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1 и чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

ОДОБРЯВА на „Брикел“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г., който става приложение № 9 към лицензия № Л-096-03 от 14.03.2001 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 6 към лицензия № Л-095-05 от 14.03.2001 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова.

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

- I. Утвърждава, считано от 01.01.2020 г., цени на „Балкангаз 2000“ АД.
- 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 01.01.2020 г., цени на „Камено-газ“ ЕООД.
- 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:

ОДОБРЯВА на „Брикел“ ЕАД бизнес план за периода 2020 г. - 2024 г., който става приложение № 9 към лицензия № Л-096-03 от 14.03.2001 г. за извършване на дейността

„производство на електрическа и топлинна енергия“ и приложение № 6 към лицензия № Л-095-05 от 14.03.2001 г. за извършване на дейността „пренос на топлинна енергия“.

Решението подлежи на обжалване в 14 (четирнадесет) дневен срок пред Административен съд – София град.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-33 от 18.12.2019 г. относно заявление от „Балкангаз 2000“ АД 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 на територията на община Ботевград, за регулаторен период 2020 – 2024 г.

2. Решение на КЕВР № Ц-34 от 18.12.2019 г. относно заявление от „Камено-газ“ ЕООД 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 Камено, за регулаторен период 2020 – 2024 г.

3. Решение на КЕВР № БП-10 от 18.12.2019 г. относно одобряване на бизнес план на „Брикел“ ЕАД за периода 2020 г. – 2024 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:

(И. Зашева - главен експерт)