



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране



ПРОТОКОЛ

№ 31

София, 31.01.2025 година

Днес, 31.01.2025 г. от 11:27 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членът на Комисията Александър Йорданов и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха М. Димитров - директор на дирекция „Природен газ“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“, Б. Паунов – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“ и експерти на КЕВР.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-147 от 27.01.2025 г. и проект на решение относно актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл, считано от 01.07.2017 г., след отмяна на Решение № Ц – 6 от 06.02.2020 г. с Решение № 5556 от 29.05.2023 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 4118 от 2022 г.

Работна група: Пламен Младеновски; Елена Маринова; Боян Паунов;
Ана Иванова; Радостина Методиева; Радослав Райков; Силвия Петрова

2. Проект на решение относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сопот за регулаторен период 2025 – 2026 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова, Ремзия Тахир,
Хриси Йорданова, Михаела Андреева, Любослава Джоргова,
Александра Димитрова, Ваня Василева, Теодор Хиков, Рада Башлиева

3. Проект на решение относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Хисаря за регулаторен период 2025 – 2026 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова, Ремзия Тахир,
Хриси Йорданова, Михаела Андреева, Любослава Джоргова,
Александра Димитрова, Ваня Василева, Теодор Хиков, Рада Башлиева

По т.1. Комисията, след като разгледа фактите и обстоятелствата във връзка с Решение № 5556 от 29.05.2023 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 4118 от 2022 г., установи следното:

С Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г., в частта по т. VII.2, Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), считано от 01.07.2017 г., е актуализирала преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство – 289,78 лв./ MWh, без ДДС, на основание чл. 32, ал. 4 от Закон за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ).

Това решение е обжалвано от „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, във връзка с което е образувано адм. дело № 8300 от 2017 г., по което е постановено Решение № 5990 от 19.10.2018 г. на Административен съд София – град (АССГ) за отмяна на Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР, в частта му по т.VII.2, като незаконосъобразно. Със същото решение АССГ е върнал преписката на КЕВР за ново разглеждане при съобразяване с дадените в решението указания по тълкуването и прилагането на закона. Решението на АССГ е обжалвано пред Върховния административен съд (ВАС), въз основа на което е образувано адм. дело № 3407 от 2019 г. С Решение № 10274 от 03.07.2019 г. на ВАС, Четвърто отделение по адм. дело № 3407 от 2019 г. е оставено в сила Решение № 5990 от 19.10.2018 г. на АССГ по адм. дело № 8300 от 2017 г.

След връщането на преписката от АССГ за ново произнасяне съгласно дадените указания по тълкуването и прилагането на закона, КЕВР е приела Решение № Ц-6 от 06.02.2020 г., с което считано от 01.07.2017 г., е актуализирала преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство – 289,78 лв./ MWh, без ДДС, на основание чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ.

Решение № Ц-6 от 06.02.2020 г. на КЕВР е обжалвано от „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД пред АССГ, във връзка с което е образувано адм. дело № 2308 от 2020 г. С Решение № 249 от 14.01.2022 г. по адм. дело № 2308 от 2020 г. АССГ е отхвърлил жалбата на дружеството срещу оспорения административен акт. Решението на АССГ е обжалвано пред ВАС, въз основа на което е образувано адм. дело № 4118 от 2022 г. С Решение № 5556 от 29.05.2023 г. по адм. дело № 4118 от 2022 г. ВАС е отменил Решение № 249 от 14.01.2022 г. на АССГ по адм. дело № 2308 от 2020 г. и е върнал преписката на КЕВР за ново произнасяне при съобразяване с дадените в решението указания по тълкуването и прилагането на закона.

ВАС е установил, че КЕВР е спазила процедурата по приемане на Решение № Ц-6 от 06.02.2020 г., но актът е незаконосъобразен и необоснован, като съдът е изложил съответните мотиви в тази връзка.

ВАС е посочил, че въпреки обстоятелството, че КЕВР възпроизвежда части от

Решение № 5990 от 19.10.2018 г. по адм. дело № 8300 от 2017 г. по описа на АССГ, оставено в сила с Решение № 10274 от 03.07.2019 г. по адм. дело № 3407 от 2019 г. по описа на ВАС, с които е отменено Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР и че при определяне на стойността на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, т. 7 и т. 8 от ЗЕВИ се позовава на данни от Министерство на земеделието, храните и горите и Националния статистически институт (НСИ), в съответствие с изискванията на чл. 32, ал. 6, ал. 7 и ал. 8 от ЗЕВИ, регулаторният орган не е изпълнил всички указания на съда. В тази връзка, съдът е констатирал, че отново не е направен анализ на фактическите установявания, които да обосноват размера на актуализираната преференциална цена, поради което повторно няма яснота относно заложените от КЕВР параметри за влажност и разход на суровина за 1 MWh електрическа енергия, средната годишна продължителност на работа, електрическата ефективност (КПД), в каквато насока са били указанията на съда.

На следващо място, според ВАС, от заключенията на назначените по делото експертизи се установява, че при определянето на процесната цена на електрическата енергия спрямо предходния ценови период - 01.07.2016 г. - 30.06.2017 г. са изменени константни (по отношение на жалбоподателя, считано от 01.07.2013 г.) параметри, заложи с първоначално определената с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. преференциална цена, в разрез с разпоредбата на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ. Констатирани са несъответствия в следните параметри: работни часове годишно; количество произведена електрическа енергия, респективно количество електрическа енергия за собствени нужди и трансформация; електрическа ефективност на инсталацията; енергийна стойност (калоричност) на суровината за производство (дървесен чипс) и цена на суровината за производство; неправилно определяне от страна на КЕВР на електрическата ефективност на ТЕЦ, т.е. коефициента на полезно действие по отношение производството на електрическа енергия за процесната група ТЕЦ, респективно на ТЕЦ на касатора, представляваща отношение в проценти на продадената електрическа енергия спрямо вложената в ТЕЦ енергия чрез изгаряне на биомаса за ценовите модели/решения от 2013 – 2016 г. и от 2017 г. и номиналната стойност на електрическата ефективност на ТЕЦ на касатора и средностатистическа ТЕЦ от процесния тип; несъответствие на заложените в ценовия модел на КЕВР показатели на дървесината, с показателите на дървесината, ползвана за производство на електрическа енергия от ТЕЦ на касатора; неупоменаване на средногодишната продължителност на работа на ТЕЦ от типа на тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД. ВАС е изложил, че в процесното решение на КЕВР няма яснота относно посочените несъответствия, как същите се отразяват на ценовия модел при определянето на преференциалната цена и отчетени ли са техническите параметри на централата на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД като единствена такава в групата, поради което липсата на мотиви в тази насока, пречатства правото на защита на заинтересованите лица и съдебния контрол за материалната законосъобразност на акта.

Според ВАС, КЕВР не е изпълнила указанията на съда, дадени в Решение № 5990 от 19.10.2018 г., постановено от АССГ и Решение № 10274 от 03.07.2019 г. по адм. дело № 3407 от 2019 г. на ВАС, а именно да посочи доказателства за начина, по който е получена сумата на експлоатационните разходи, разходите за амортизации и нормата на възвръщаемост на капитала и да изложи обосновка как е определен коефициента за актуализиране на преференциалната цена за конкретната група производители на електрическа енергия от възобновяеми източници, при положение че „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД е единственият производител в групата.

Според съда решението на КЕВР не отговаря на законовите изисквания за мотивираност на акта, поради което същото се явява незаконосъобразно и необосновано и като такова следва да бъде отменено и преписката върната за ново произнасяне. ВАС е посочил, че при новото произнасяне КЕВР следва да съобрази изложените в мотивите на

съдебното решение съображения във връзка с констатираните несъответствия и неизпълнението на дадените вече от съда указания и да постанови решение при съобразяване на конкретните специфики на процесната централа, като единствена в групата, съгласно техническите параметри посочени в експертизите и спазването на методиката на ценообразуване.

Съгласно чл. 173, ал. 1 от Административнопроцесуалния кодекс (АПК), след като обяви нищожността или отмени административния акт, съдът решава делото по същество, когато въпросът не е предоставен на преценката на административния орган. Извън тези случаи, както и когато актът е нищожен поради некомпетентност или естеството му не позволява решаването на въпроса по същество, съдът отменя административния акт и изпраща преписката на съответния компетентен административен орган за решаване на въпроса по същество със задължителни указания по тълкуването и прилагането на закона (чл. 173, ал. 2 от АПК).

С оглед изложеното, предвид отменителното съдебно решение и разпоредбите на АПК, КЕВР следва да се произнесе с ново решение вместо отмененото, като спазва указанията на съда по тълкуването и прилагането на закона, при прилагане на действащите към момента на постановяване на Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. материалноправни норми относно актуализирането на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, което налага извършване на технико-икономически анализ на фактите и обстоятелствата, релевантни към момента на приемане на посоченото решение на КЕВР. Предвид отмененото Решение № Ц-6 от 06.02.2020 г. на КЕВР и ежегодното актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса по реда и при условията на ЗЕВИ, новото решение на КЕВР следва да бъде приложимо за периода 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г.

Предвид горното и след анализ на относимите факти и обстоятелства се установи следното:

Според чл. 31, ал. 1 от ЗЕВИ, в редакцията обн. ДВ, бр. 100 от 18.12.2015 г., електрическата енергия от възобновяеми източници се изкупува от обществения доставчик, съответно от крайните снабдители, по определената от КЕВР преференциална цена, действаща към датата на въвеждане в експлоатация по смисъла на Закона за устройство на територията на енергийния обект за производство на електрическа енергия. Електрическата енергия от възобновяеми източници се изкупува въз основа на сключени дългосрочни договори за изкупуване, като цената не се изменя за срока на договора за изкупуване, освен в случаите по чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ – актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса (арг. от чл. 31, ал. 2 и ал. 4 от ЗЕВИ).

Съгласно чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ КЕВР ежегодно до 30 юни актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи по ал. 2, т. 6, 7 и 8 на чл. 32 от ЗЕВИ, а именно: разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорта; разходите за труд и работна заплата.

С отмененото от съда Решение № Ц-6 от 06.02.2020 г., КЕВР е актуализирала, считано от 01.07.2017 г., преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, по Решение № Ц-17 от 30.06.2016 г. на КЕВР, частта по т. VIII.2. Последното решение на КЕВР е отменено с Решение № 5121 от 03.08.2017 г. на АССГ по адм. дело № 8362 от 2016 г., оставено в сила с Решение № 9156 от 04.07.2018 г. на ВАС по адм. дело № 11497 от 2017 г., като съдът е върнал преписката на КЕВР за ново разглеждане при съобразяване с дадените в решението указания по тълкуването и прилагането на закона. В тази връзка КЕВР е

постановила Решение № Ц-1 от 15.02.2019 г. С това решение, КЕВР, считано от 01.07.2016 г., е актуализирала преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци - 234,31 лв./MWh, без ДДС, при ценообразуващи елементи, както следва:

Таблица № 1

	Актуализирана преференциална цена и ценообразуващи елементи:	в лв./MWh, без ДДС	дял, в %
	Актуализирана преференциална цена	234,31	100%
1.	Експлоатационни разходи, в т.ч.:	118,46	50,56%
1.1.	Разходи за ремонт	35,99	23,47%
1.2.	Други разходи	19,02	
1.3.	Разходи за труд и работна заплата	17,07	7,28%
1.4.	Разходи за горива за транспорт	6,28	2,68%
1.5.	Разходи за суровини	40,11	17,12%
2.	Разходи за амортизации	63,38	27,05%
3.	Възвръщаемост	52,47	22,39%

Следователно, посочената цена в размер на 234,31 лв./MWh, без ДДС, е формирана при разходи за суровини за производство на енергия – 40,11 лв./MWh, без ДДС, разходи за горива за транспорта – 6,28 лв./MWh, без ДДС и разходи за труд и работна заплата – 17,07 лв./MWh, без ДДС.

Предвид горното, за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. КЕВР следва да актуализира преференциалната цена в размер на 234,31 лв./MWh, без ДДС с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи по ал. 2, т. 6, 7 и 8 на чл. 32 от ЗЕВИ, а именно: разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорта; разходите за труд и работна заплата. В тази връзка е извършен технико-икономически анализ на стойността на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ, както следва:

1. Изменение на стойността на разходите за суровини.

Съгласно чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя от КЕВР, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието, храните и горите годишни индекси за изменение на цените на тези суровини. В тази връзка с писмо с вх. № Е-03-13-3 от 16.05.2017 г. министърът на земеделието, храните и горите е уведомил КЕВР, че средният индекс на изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дърва за горене за периода от 01.04.2016 г. до 31.03.2017 г. спрямо периода от 01.04.2015 г. до 31.03.2016 г. е в размер на 0,7%.

Въз основа на горното изменените разходи за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, са в размер на 117,58 лв./MWh след дисконтиране, същите съставляват 40,57% от общите разходи.

2. Изменение на стойността на разходите за горива за транспорта.

Съгласно чл. 32, ал. 7 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за горива за транспорта се определя въз основа на средната пазарна цена на съответния ценообразуващ елемент за предходната отчетна година. С писмо с вх. № О-05-00-2 от 15.05.2017 г. председателя на НСИ е уведомил КЕВР, че процентното изменение за 2016 г. спрямо 2015 г. на цените на горивата за транспорт е в размер на „-11,6%“. В тази връзка изменените разходи за горива за транспорт са в размер на 11,15 лв./MWh след дисконтиране, същите съставляват 3,85% от общите разходи.

3. Изменение на стойността на разходите за работна заплата.

Съгласно чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата се определя въз основа на данните от НСИ за изменението на средната работна заплата за предходната календарна година. С писмо с вх. № О-05-00-2 от 15.05.2017 г. председателя на НСИ е уведомил КЕВР, че процентното изменение за 2016 г. спрямо 2015 г. на средната годишна работна заплата на наетите лица по трудово и служебно правоотношение е в размер на 9,5%. В тази връзка изменените разходи за работна заплата са в размер на 14,60 лв./MWh след дисконтиране, същите съставляват 5,04% от общите разходи.

Според чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ коефициентът, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи - разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата, се определя като произведение от: изменението на разходите за суровина за производство на електрическа енергия от биомаса, на разходите за горива за транспорта, необходими за доставка на суровината за производство на електрическа енергия, и на разходите за труд и работна заплата, необходими за добиването и обработката на суровината за производство на електрическа енергия и производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, изразено в проценти, и дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти. В настоящото административно производство коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ е в размер на **0,32%**. Същият се изчислява, като се вземат предвид произведенията на относителните дялове на разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата през предходната година, умножени със съответните индекси на изменение на горепосочените разходи, а именно:

$0,32\% = 41,10\% * 0,70\% + 3,90\% * (-11,60\%) + 5,11\% * 9,50\%$, където:

41,10% - относителен дял на разходите за дървесни остатъци, преди дисконтиране;

0,70% - процент на изменение на разходите за дървесни остатъци, по данни на Министерството на земеделието, храните и горите;

3,90% - относителен дял на разходите за горива за транспорт, преди дисконтиране;

-11,60% - процент на изменение на разходите за горива за транспорт, по данни на НСИ;

5,11% - относителен дял на разходите за труд и работна заплата, преди дисконтиране;

9,50% - процент на изменение на разходите за труд и работна заплата, по данни на НСИ.

В тази връзка и съгласно чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ коефициентът, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи, се определя като произведение от: изменението на разходите за суровина за производство на електрическа енергия от биомаса в размер на 0,70%, на разходите за горива за транспорта в размер на -11,60%, необходими за доставка на суровината за производство на електрическа енергия, и на разходите за труд и работна заплата в размер на 9,50%, необходими за добиването и обработката на суровината за производство на електрическа енергия и производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, изразено в проценти, и дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти, а именно: разходите за суровини за производство на енергия в размер на $41,10\% = 1\,852$ хил. лв. представляващи разходите за суровини за производство на енергия през предходната

година/4 505 хил. лв. представляващи необходимите годишни приходи за предходната година, преди дисконтиране; разходите за горива за транспорта в размер на $3,90\%=176$ хил. лв. представляващи разходите за горива за транспорта през предходната година/4 505 хил. лв. представляващи необходимите годишни приходи за предходната година, преди дисконтиране и разходите за труд и работна заплата в размер на $5,11\%=230$ хил. лв. представляващи разходите за труд и работна заплата през предходната година/4 505 хил. лв. представляващи необходимите годишни приходи за предходната година, преди дисконтиране.

В допълнение, следва да се има предвид, че процентите на изменение на разходите са приложени към стойността на отделните ценообразуващи елементи, участващи в Решение № Ц-1 от 15.02.2019 г. на КЕВР, с което КЕВР е актуализирала за периода 01.07.2016 г.-30.06.2017 г. преференциалната цена за групата производители, в които попада обектът на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, в размер на 234,31 лв./MWh.

При изчисленията за новия ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., е заложено, че коефициентът по чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ е приложен към стойността на отделните елементи, в резултат на което се получава тяхната нова актуализирана стойност с нова относителна тежест, т.е. индиректно е приложен върху цялата преференциална цена. В тази връзка, коефициентът отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от ЗЕВИ (разходите за суровини за производство на енергия, разходите за горива за транспорта и разходите за труд и работна заплата) и е отнесен към стойността на отделния разход, което води до изменение на преференциалната цена.

Общите разходи, които се включват в състава на преференциалните цени са: условно-постоянни разходи - разходи за труд и работна заплата, разходи за амортизации, разходи за ремонт и други разходи и променливи разходи - разходи за суровини и разходи за горива за транспорт, като тези разходи, съгласно Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ) са част от необходимите годишни приходи. Последните се формират като сбор от нормата на възвръщаемост и прогнозните годишни разходи. В тази връзка, следва да се има предвид, че възвръщаемостта на капитала може да не е част от експлоатационните разходи, но е ценообразуващ елемент, който участва във формулата заложена в НРЦЕЕ, като елемент от необходимите годишни приходи. В допълнение и тъй като цената се определя за дълъг период от време, стойностите на горепосочените елементи се дисконтират с дисконтов фактор, съгласно съответното ценово решение на Комисията от съответната година за конкретната група производители на електрическа енергия от възобновяеми източници. Това обстоятелство е в изпълнение на разпоредбата на чл. 20, ал. 4 от НРЦЕЕ, съгласно който настоящата стойност на признатите от Комисията приходи от продажба на електрическа енергия да бъде равна на настоящата стойност на определените от комисията необходими приходи за целия период на задължително изкупуване. Предвид това, размерът на преференциалната цена е в пряка зависимост от получените стойности на ценообразуващите елементи, а именно: експлоатационни разходи, разходи за амортизации и възвръщаемост.

В конкретния случай, общите разходи, които се включват в състава на актуализираната преференциална цена са в размер на 244,81 лв./MWh, или 84,48% от цената (Таблица № 2) и включват: условно-постоянни разходи - разходи за труд и работна заплата в размер на 14,60 лв./MWh или 5,04% от общите разходи участващи в ценообразуването, разходи за амортизации в размер на 54,33 лв./MWh или 18,75% от общите разходи участващи в ценообразуването, разходи за ремонт в размер на 30,85 лв./MWh и други разходи в размер на 16,30 лв./MWh или последните две разходни пера са с общ дял от 16,27% от общите разходи, участващи в ценообразуването и променливи разходи - разходи за суровини в размер на 117,58 лв./MWh или 40,57% от общите разходи

участващи в ценообразуването и разходи за горива за транспорт в размер на 11,15 лв./MWh или 3,85% от общите разходи участващи в ценообразуването, и които са част от необходимите годишни приходи. Последните се формират като сбор от нормата на възвръщаемост (в размер на 44,97 лв./MWh или 15,52%) и прогнозните годишни разходи, а именно нормата на възвръщаемост в размер на 44,97 лв./MWh + прогнозните годишни разходи в общ размер на 244,81 лв./MWh = 289,78 лв./MWh.

По отношение на извършените корекции на стойностите на останалите параметри, като влажност, калоричност (енергийност) на суровината, КПД, мощност, средногодишна продължителност на работа и цена на суровината, следва да се има предвид, че същите представляват осреднени стойности, които са приложими за групата електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско поддръжане и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство. В тази връзка, КЕВР обосновава е приела среден размер на стойностите на съответните ценообразуващи елементи, тъй като цените не се определят за конкретна електроцентрала, а за група такива.

Предвид горното, стойностите на осреднените за групата параметри са:

Разход на суровина за производство на 1 MWh електрическа енергия за 2016 г. е изчислен при следните стойности като характеристични показатели за дървесината:

- произведена електрическа енергия – 15 000 MWh;
- електрическа ефективност (КПД) от 30%.
- енергийност (калоричност) на суровината (100% дървесни остатъци) 3 700 kcal/kg;
- влажност на суровината - 15%;

-разход на суровина за производство на 1 MWh енергия, се установява чрез съотношението на: количеството дървесина за производство (тона) / произведена електрическа енергия (MWh), или $11\,622\text{ t} : 15\,000\text{ MWh} = 0,775\text{ t./MWh}$.

-еквивалентна енергия на суровината за производство на 1 MWh енергия, се установява чрез съотношението на: количествата електрическа енергия (MWh / електрическа ефективност (КПД, в %), или $15\,000\text{ MWh} : 30\% = 50\,000\text{ MWh}$.

В тази връзка по отношение на количеството дървесина следва да се има предвид следното изчисление:

$$(50\,000 \cdot 860) / 3\,700 = 11\,622\text{ t.}$$

- при цена на суровината – 46,00 лв./t. и КПД от 30%.

Бележка: Според Kollmann енергийната мощност в килокалории на килограм суха дървесина: $1\text{ kWh} = 860\text{ kcal}$, а $1\,000\text{ kcal} = 1,1626\text{ kWh}$.

Видно от горното изчисление става ясно, че полученото количество дървесина е в пряка зависимост от полученият размер еквивалентна енергия на суровините за производство на електроенергия от 50 000 MWh, т. е. получените 11 622 t. количество дървесина е правилно изчислено.

Разход на суровина за производство на 1 MWh електрическа енергия за 2017 г. е изчислен при следните стойности като характеристични показатели за дървесината:

В изчислителния модел е изчислено, че 72 917 MWh е еквивалентна енергия на суровините за производство на електроенергия, която е получена при следните стойности:

- произведена електрическа енергия - 17 500 MWh
- електрическа ефективност (КПД) от 24%.
- енергийност (калоричност) на суровината (100% дървесни остатъци) 2 600 kcal/kg,
- влажност на суровината - 15%,

-разход на суровина за производство на 1 MWh енергия, се установява чрез съотношението на: количеството дървесина за производство (тона) / произведена електрическа енергия (MWh), или $24\,119\text{ t} : 17\,500\text{ MWh} = 1,378\text{ t./MWh}$.

-еквивалентна енергия на суровината за производство на 1 MWh енергия, се установява чрез съотношението на: количествата електрическа енергия (MWh /

електрическа ефективност (КПД, в %), или 17 500 MWh: 24% = 72 917 MWh.

В тази връзка по отношение на количеството дървесина следва да се има предвид следното изчисление:

$$(72\,917 \cdot 860) / 2\,600 = 24\,119 \text{ t.}$$

- при цена на суровината – 75,93 лв./t. и КПД от 24%.

Бележка: Според Kollmann енергийната мощност в килокалории на килограм суха дървесина: 1kWh =860 kcal, а 1 000 kcal =1,1626 kWh.

От горното изчисление е видно, че полученото количество дървесина е в пряка зависимост от получения размер еквивалентна енергия на суровините за производство на електрическа енергия от 72 917 MWh, т. е. количеството дървесина се изчислява на 24 119 t.

При изчисляването на цената следва да се отчете видът на групата, която е с инсталирана мощност до 5 MW, като заложената инсталирана мощност от 2,5 MW се явява средна стойност за групата, респективно изчисленията са извършени с количества суровини, необходими за производството на електрическа енергия от централа с инсталирана мощност 2,5 MW. В тази връзка, конкретно за обекта на „Еко Енерджи мениджмънт“ ООД същият е с инсталирана мощност от 1,3 MW, т.е. за производството на единица електроенергия ще е необходима по-малко суровина, от тази, която КЕВР е включила в цената. В допълнение към горното, следва да се има предвид, че заложената инсталирана мощност от 2,5 MW има за цел да отрази среден размер на разходите, както за електрически централи с инсталирана мощност от 5 MW, така и за по-малки като тази на „Еко Енерджи мениджмънт“ ООД от 1,3 MW. Така, при среден размер на разходи за такъв тип централи, се формира една справедлива цена за дълъг период от време. На следващо място, тъй като в изчислителния модел на КЕВР са заложили средни 2,5 MW за групата производители, то за производител с обект с инсталирана мощност от 1,3 MW размерът на преференциалната цена дава възможност за извършване на по-голям обем разходи за производство, спрямо необходимите за производство на електрическа енергия от този обект. Също така, следва да се има предвид, че при определяне на преференциалната цена с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР е заложен показател за влажност на суровината от 15%, като след отчитане на извършените корекции на КПД от 30% на 24% и калоричност на суровината от 3 700 kcal/kg на 2 600 kcal/kg обаче, при изчисляването на разхода на суровина за производство на 1 MWh електрическа енергия, ефектът от използването на суровина с по-голям процент влажност от първоначално заложения показател, респективно нуждата от по-голямо количество суровина, се неутрализира при изчисляване на актуализираната цена.

По отношение на средногодишната продължителност на работа на електрически централи от типа, като този на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД в ефективни часове, следва да се има предвид, че: с отчитане на натовареността и продължителността на работа в годишен аспект, с отчитане времето за престой, поради аварии и ремонтни дейности, и с цел повишаване на ефективността на производството на електрическите централи в годишен план, както и предвид необходимостта от осигуряване на непрекъснатост и ритмичност на доставките на суровина, и на натовареност на експлоатационния персонал, е обосновано при добра експлоатация и поддръжка на подобен тип електрически централи, средната годишна продължителност на работа на инсталациите с директно изгаряне да е в размер от 7 000 часа.

На база извършени анализи от вещи лица се установява, че всяка стойност между 6000 и 8000 часа е приемлива, като функционирането на подобна електрическа централа под 6000 часа годишно е икономически необосновано.

В тази връзка може да се направи извод, че всяка стойност като часова натовареност през годината, различна от посочения диапазон между 6000 и 8000 часа е нерентабилно, поради което е обосновано средната годишна продължителност на работа

да бъде определена на 7 000 часа. В тази насока е и Решение № 7583 от 10.07.2023 г. на ВАС по адм. дело № 188 от 2023 г. във връзка с жалба на „Еко Енерджи мениджмънт“ ООД срещу актуализацията на цената за тази група производители, извършена с Решение № Ц-27 от 01.07.2020 г. в частта му т. IX.2. ВАС посочва, че актуализирането на цената следва и е определено по предвидения в закона начин при съобразяване изискванията на чл. 32, ал. 5, ал. 6, ал. 7 и ал. 8 от ЗЕВИ, които разпоредби не предвиждат съобразяване с индивидуалните особености на конкретна електрическа централа, а изменението се извършва въз основа на данни за конкретните елементи, определящи средни за страната показатели, удостоверени от посочените в закона органи.

В тази връзка, параметрите като влажност, калоричност на използваната суровина, КПД, мощност, средногодишната продължителност на работа и цена на суровината са определени, както следва:

По отношение на коефициента на полезно действие на първично вложената енергия в цикъла и с цел коефициента на електрическа ефективност да отчита цялостно коефициента на полезно действие на инсталираната мощност е прието за обосновано да бъде между 24% и 30%, или средна стойност на КПД на първично вложената енергия в размер на 27 %.

Предвид горното е извършено следното изчисление: $27\% \times 0,885 = 23,89\%$, където:

- 27 % е средна стойност на КПД на първично вложената енергия;
- 0,885 е ефективност на парогенератора;
- 23,89% е общ коефициент на полезно действие на инсталацията (24% закръглено).

Също така следва да се има предвид, че при получаването на общ коефициент на полезно действие на инсталацията, електрическата ефективност е коригирана с ефективността на парогенератора, тъй като видът на групата е за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

По отношение на показателя влажност на суровината и разход на суровина за производство на 1 MWh електрическа енергия, следва да се има предвид, че при определяне на преференциалната цена е заложен показател за влажност на суровината от 15%, като при отчитане на извършените корекции на КПД от 30% на 24% и калоричност на суровината от 3 700 kcal/kg на 2 600 kcal/kg, при изчисляването на разхода на суровина за производство на 1 MWh електрическа енергия, ефектът от използването на суровина с по-голям процент влажност от заложения в изчисленията, респективно нуждата от по-голямо количество суровина е неутрализиран.

По отношение на изчисляването на разхода на суровина за производство на 1 MWh електрическа енергия (такъв показател не е отделно изчислен в ценовия модел, но може да се установи от съдържащите се данни в него), следва да се вземат следните стойности като характеристични показатели за дървесината еквивалентни на тези за 2,5 MW:

- енергийност (калоричност) на суровината (100% дървесни остатъци) 2 600 kcal/kg,
- влажност на суровината - 15%,

-разход на суровина за производство на 1 MWh енергия, се установява чрез съотношението на: количеството дървесина за производство (тона) / произведена електрическа енергия (MWh), или $24\,119\text{ t} : 17\,500\text{ MWh} = 1,378\text{ t./MWh}$.

По отношение на цената на суровината в размер на 75,93 лв./t. Същите са определени с Решение № Ц- 19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, като в конкретното решение са изменени с индекс, предоставен от министъра на земеделието с писмо, описано по-горе.

Въз основа на горното, за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., размерът на актуализираната преференциална цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, както и нейните ценообразуващи елементи са подробно посочени в таблица № 2:

Таблица № 2

	Актуализирана преференциална цена и ценообразуващи елементи:	в лв./MWh, без ДДС	дял, в %
	Актуализирана преференциална цена	289,78	100%
1.	Експлоатационни разходи, в т.ч.:	190,48	65,73%
1.1.	Разходи за ремонт	30,85	16,27%
1.2.	Други разходи	16,30	
1.3.	Разходи за труд и работна заплата	14,60	5,04%
1.4.	Разходи за горива за транспорт	11,15	3,85%
1.5.	Разходи за суровини	117,58	40,57%
2.	Разходи за амортизации	54,33	18,75%
3.	Възвръщаемост	44,97	15,52%

Изказвания по т.1.:

Докладва А. Иванова. Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г., в частта по т. VII.2, е обжалвано от дружеството „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД. Въпросното решение е с цена от 289,78 лв./ MWh и е обжалвано два пъти. Първият път е на първа и втора инстанция: през 2018 г. и 2019 г. В резултат на това Комисията се е произнесла с Решение № Ц-6 от 06.02.2020 г. Тогава в мотивите на съда са приети за меродавни възраженията на дружеството, че в тази му част въпросното решение е немотивирано и необосновано. Следващият съдебен процес е през 2022-2023 г. Тогава съдът отново отменя решението на Комисията като немотивирано и необосновано. В тази връзка за КЕВР отново възниква задължение да се произнесе при спазване на задължителните указания по тълкуването и прилагането на закона, дадени от съда, както и при спазване на нормативните разпоредби към онзи период от време.

Работната група подробно и мотивирано е обосновала всеки един от елементите и стойностите, както и прехода на актуализация от 2016 г. към 2017 г., а именно: в тази връзка следва да се има предвид, че за анализа е направено изчисление на Решение № Ц-17 от 30.06.2016 г., в частта по т. VIII.2, което също е било обжалвано от дружеството. В тази връзка Комисията се е произнесла с Решение № Ц-1 от 15.02.2019 г. и е извършена актуализация на цената от 234,31 лв./MWh, считано от 01.07.2016 г., на 289,78 лв./ MWh, считано от 01.07.2017 г.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и чл. 173, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс във връзка с изпълнение на задължителните указания по тълкуването и прилагането на закона, дадени в Решение № 5556 от 29.05.2023 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 4118 от 2022 г., работната група предлага на Комисията да обсъди следните Решения:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да приеме решение за актуализиране на преференциална цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, считано от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г.

А. Иванова прочете и диспозитива на проекта на решение:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Актуализира, считано от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г., преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, в размер на 289,78 лв./MWh, без ДДС.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и чл. 173, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс във връзка с изпълнение на задължителните указания по тълкуването и прилагането на закона, дадени в Решение № 5556 от 29.05.2023 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 4118 от 2022 г., предлагаме Комисията да обсъди следните Решения:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-147 от 27.01.2025 г. относно актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл, считано от 01.07.2017 г., след отмяна на Решение № Ц – 6 от 06.02.2020 г. с Решение № 5556 от 29.05.2023 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 4118 от 2022 г.

2. Актуализира, считано от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г., преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, в размер на 289,78 лв./MWh, без ДДС.

В заседанието по **точка първа** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членът на Комисията Александър Йорданов.

Решението е взето с **два гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за), от които **един глас** (Александър Йорданов) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като разгледа подаденото от „Аресгаз“ ЕАД заявление с вх. № Е-15-60-21 от 30.09.2024 г. за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сопот, за регулаторен период с продължителност от две години, доклад с вх. № Е-ДК-2 от 02.01.2025 г., както и събраните данни от проведените на 14.01.2025 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-15-60-21 от 30.09.2024 г. от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ (СПГ) и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сопот, за регулаторен период 2025 – 2026 г. Със Заповед № 3-Е-263 от 07.10.2024 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши анализ на заявлението за утвърждаване на цени, при съобразяване на данните от заявление на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2025 – 2026 г.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № 15-60-21 от 17.10.2024 г. е изискано „Аресгаз“ ЕАД да представи: декларация със съдържание съгласно чл. 27а, ал. 1 от НРЦПГ, за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя; обосновка за продължителността на предложения регулаторен период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; копия на сключените договори, в съответствие с които са планирани разходите за наем; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, образуващи ценова компонента съгласно чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ, както и копия на договорите, съгласно които дружеството извършва цитираните разходи; данни за броя на персонала и автомобилите по дейности; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените; обосновка за начина на формиране/прогнозиране на различните групи разходи по икономически елементи, предвидени за лицензионните дейности; обосновка за предвидения привлечен капитал и предвидената норма на възвръщаемост на привлечения капитал, както и обосновка на коефициентите, използвани за коригиране на необходимите годишни приходи. Изискано е и становище, в което заявителят да посочи дали представените документи и информация, част от административната преписка, съдържат търговска тайна и ако съдържат такава, да посочи обхват, основания и мотиви за квалифицирането ѝ като такава, включително чрез посочване на частен интерес, който ще бъде засегнат при нейното разкриване. С писмо с вх. № 15-60-21 от 25.10.2024 г. дружеството е предоставило изисканите данни и документи.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-2 от 02.01.2025 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 2 от Протокол № 5 от 08.01.2025 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 14.01.2025 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание, дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 14.01.2025 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което е дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, и не е изразил възражение по обсъждания проект на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД за територията на община Сопот.

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

„Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-333-08 от 12.07.2010 г. за

осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-333-12 от 12.07.2010 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Сопот, издадени за срок от 35 (тридесет и пет) години.

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, подлежат на регулиране от Комисията. С Решение № Ц-2 от 12.03.2023 г. Комисията е утвърдила на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, както и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сопот за регулаторен период от 2023 до 2024 г.

„Аресгаз“ ЕАД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило разпечатка от интернет страницата на дружеството от 29.08.2024 г., както и копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“, от 29.08.2024 г.

На основание чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ заявителят е представил сключен между „Аресгаз“ ЕАД и „Черноморска газова компания“ ЕООД Договор № АГ-2024-049 от 02.09.2024 г. за доставка на компресиран природен газ и транспортни услуги. Срокът на действие на договора е една година, като същият може да бъде продължен с допълнително споразумение между страните.

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). В зависимост от целите, за които клиентите ползват природен газ, дружеството е диференцирало три групи клиенти: *промишлени, обществено-административни и търговски (ОА и търговски), и битови*. Предложената от заявителя тарифна структура не се променя спрямо утвърдената за предходния регулаторен период и е изготвена в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

„Аресгаз“ ЕАД предлага регулаторният период на цените да бъде с продължителност 2 години (от 2025 до 2026 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.

Относно продължителността на предложения регулаторен период, дружеството е посочило, че тя е свързана с неясните инвестиционни намерения на преносния оператор „Булгартрансгаз“ ЕАД по отношение изграждането на отклонение от газопреносната мрежа и АГРС до гр. Сопот, както и със срокове за реализирането им. Единственият възможен към момента начин за снабдяване на община Сопот с природен газ е чрез метода „виртуален газопровод“ – снабдяване с компресиран природен газ чрез доставката му с превозни средства до площадка за декомпресиране и пренос през газоразпределителна мрежа до потребителите. При този метод цената за продажба на природен газ включва компонента за снабдяване със СПГ (чл. 19а от НРЦПГ). Тази компонента увеличава цената, заплащана от клиентите и намалява предимствата на природния газ като енергиен източник в сравнение с други алтернативни горива, което пряко се отразява и на инвестиционните намерения на потенциалните клиенти. С оглед

това, дружеството е избрало регулаторен период с минимална продължителност, за да бъдат минимизирани рисковете, свързани с проекта за газификация на община Сопот и най-вече липсата на присъединяване на клиенти и потребление на природен газ.

Предвид гореизложеното, КЕВР счита, че предложението от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените с продължителност от 2 години (от 2025 до 2026 г.) попада в обхвата на чл. 3, ал. 2, от НРЦПГ и осигурява възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената си програма.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваването разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи (НГП) за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозираните от дружеството по години за регулаторния период. НГП, разпределени по групи клиенти, за дейността „разпределение на природен газ“ са представени в таблица № 1:

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

Таблица № 1

Клиенти	2025 г.	2026 г.
Промислени	30,6	52,3
ОА и търговски	13,5	23,0
Битови	1,9	3,2
Общо:	46,0	78,5

Получените от дружеството високи резултативни цени за дейността „разпределение на природен газ“ са довели до изготвяне от страна на „Аресгаз“ ЕАД на предложение за по-ниски от получените пределни цени. За изчисляване им, заявителят е приложил следните коригиращи коефициенти, които намаляват НГП: за промишлени клиенти: -86,39%; за ОА и търговски клиенти: -79,34% и за битови клиенти: -78,01%. Коригираните НГП за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 2:

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

Таблица № 2

Клиенти	2025 г.	2026 г.
Промислени	4,2	7,1
ОА и търговски	2,8	4,8
Битови	0,4	0,7
Общо:	7,4	12,6

Необходимите приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 3:

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

Таблица № 3

Клиенти	2025 г.	2026 г.
Промислени	0,8	0,5
ОА и търговски	1,5	1,0
Битови	4,9	3,4
Общо:	7,2	4,9

Получените от дружеството високи резултативни цени за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са довели до изготвяне от страна на „Аресгаз“ ЕАД на предложение за по-ниски от получените пределни цени. За тази цел, заявителят е приложил следните коригиращи коефициенти: за промишлени клиенти: -78,76%; за ОА и търговски клиенти: -80,85% и за битови клиенти: -98,95%. Коригираните необходими приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 4:

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

Таблица № 4

Клиенти	2025 г.	2026 г.
Промислени	0,168	0,116
ОА и търговски	0,300	0,206
Битови	0,052	0,035
Общо:	0,520	0,357

Предложените от заявителя по-ниски цени, получени в резултат горецитираните корекции, целят постигане на баланс между интересите на клиентите и дружеството, при спазване принципите за ефективност, оптимизиране на дейността и недопускане на влошаване на финансово-икономическото състояние на лицензианта.

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 и по години, са представени в таблица № 5:

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 5

Наименование	2025 г.	2026 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	5	60	65	100%
„разпределение на природен газ“	3	55	58	90%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	2	5	7	10%

Прогнозираните за регулаторния период разходи включват само тези, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени на разходи за експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставени количества природен газ и/или осигуряването на услугата. Разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности и съответните им отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база. В изпълнение на нормативните изисквания при планиране на годишните разходи за лицензионни дейности не са включени финансови, извънредни, оперативни разходи, които не са свързани и/или не са необходими за извършването на лицензионната дейност, както и други непреки разходи, за които КЕВР е приела, че не са в интерес на клиентите, в т.ч.: разходи за данък върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от отчета за приходите и разходите, разходите за загуби от обезценки, текущи разходи за начислени провизии по смисъла на чл. 38 от Закона за корпоративно подоходно облагане, текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси, санкции и/или глоби, както и лихви за забавяне, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори, разходи за дарения и неизползвани отпуски, разходи за данъци, свързани с корпоративното подоходно облагане на печалбата, както и съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания, както и други разходи, в съответствие с чл. 10, ал. 4 от НРЦПГ.

Според заявителя, с оглед това, че на територията на община Сопот към момента не се извършват лицензионни дейности и се предвижда през регулаторния период 2025 – 2026 г. да започне изграждане на газоразпределителна мрежа и снабдяване на клиентите с природен газ, разходите за 2026 г. са прогнозирани с нарастване спрямо 2025 г., с цел постигане на съответствие между етапа на развитие на процеса на газификация и стойността на разходите. При определяне на прогнозната стойност на разходите са използвани условни измерители-коефициенти, отчитащи „времевия фактор“ на възникване на съответния разход (месеца, в който разходите ще започнат да бъдат

извършвани), получени като процентно съотношение между броя на месеците в годината и месеца на възникване на разхода. За отделните разходи стойностите на условните измерители са: за разходите за горива, канцеларски материали, пощенски, телефони и абонаменти, охрана, наеми, вода, отопление и осветление, персонал, реклама, охрана на труда – 50%; за разходите за абонаментно поддържане – 8%, а без прилагане на условен измерител са разходите за работно облекло, проверка на уреди, съдебни, експертни и одиторски, публикации, командировки застраховки, такси за лицензии, одорант, загуби на газ по мрежата. За част от разходите, при отчитане спецификата на съответния разход, не са прогнозираны стойности за 2026 г. За останалите разходи, прогнозните стойности за 2026 г. са формирани на принципа „обща първа параметрична годишна стойност“, с отчитане параметрите на бизнес плана на дружеството и прилагане на условните измерители.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Аресгаз“ ЕАД 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 90% от общия обем разходи и се увеличават от 3,3 хил. лв. през 2025 г. на 55,2 хил. лв. през 2026 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99,7% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“, като се увеличават от 3,3 хил. лв. през 2025 г. на 55 хил. лв. през 2026 г., разделени, както следва:

Разходите за материали представляват 1,7% от УПР за дейността, като за 2025 г. не са планирани, а за 2026 г. размерът им е 1014 лв. В това число: *разходи за гориво за автотранспорт* – 960 лв., в зависимост от средномесечния разход за гориво, като заявителят предвижда през 2026 г. да наеме 1 автомобил от дружеството-собственик; и *разходи за канцеларски материали* – 54 лв., в зависимост от средномесечния разход.

Разходите за външни услуги представляват 16,6% от УПР, нарастват от 2000 лв. през 2025 г. на 7696 лв. през 2026 г. и включват:

- *разходи за застраховки*, планирани като процент от стойността на дълготрайните активи, само за 2026 г. – 531 лв.;

- *разходи за данъци и такси* – лицензионни такси 2000 лв. за 2025 г. и 3011 лв. за 2026 г., в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, прогнозираны само за 2026 г., в зависимост от броя на офисите и прогнозен средномесечен разход, в размер на 270 лв.;

- *абонаментно поддържане, аварийна готовност*, прогнозираны само за 2026 г., в размер на 613 лв., в зависимост от дължината на експлоатираната газоразпределителната мрежа;

- *въоръжена и противопожарна охрана*, прогнозираны 300 лв. само за 2026 г.;

- *разходи за наем на сграда и автомобил*, планираны само за 2026 г. – 2700 лв. на база средномесечен размер на разходите;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, планираны в размер на 270 лв. за 2026 г., на база средномесечен разход и в зависимост от броя на офисите.

Разходите за амортизации представляват 57,1% от УПР, като се увеличават от 1255 лв. през 2025 г. на 32 хил. лв. през 2026 г. Начислените разходи за амортизации на дълготрайните активи в експлоатация са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял 19,9% от УПР, прогнозираны за отделите административен и маркетинг и поддръжка на газоразпределителната мрежа, в размер на 11,6 хил. лв. за 2026 г. за един служител, зает

на половин щат за дейностите „администрация, маркетинг, обслужване на клиенти“ и „експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа“ от 2026 г. Използвано е приемането, че това би бил новоназначен служител в нает офис в гр. Сопот, при започване на дейности по газификацията на града и общината. Дружеството не разделя персонала по лицензирани дейности, а използва подход, при който параметърът „брой на персонала“ е общ за дейностите, а параметърът „разходи за персонала“ се разделя в процентно съотношение 90% към 10% между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“;

Разходи за социални осигуровки, представляват 3,5% от УПР, размерът им е 2015 лв. за 2026 г., включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата на персонала, зает в съответната дейност, съгласно Закона за данъците върху доходите на физическите лица, Кодекса за социално осигуряване, Закона за бюджета на държавното обществено осигуряване, Кодекса на труда и др.

Други разходи, представляват 1,2% от УПР, в размер на 675 лв. за 2026 г. и включват само *разходи за охрана на труда*.

Променливите разходи, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, представляват 0,3% от общите разходи за дейността „разпределение на природен газ“, като са планирани за 2026 г. в размер на 192 лв., в т.ч.: *разходи за одорант*, – 83 лв., планирани в съответствие с разходна норма от 0,05 лв./MWh, прогнозните количества природен газ за реализация и цената на одоранта; *разходи, свързани със загуби на природен газ*, прогнозирани в размер на 109 лв., като 0,1% от планираните количества природен газ.

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

Тези разходи представляват 10% от общия обем разходи и включват само УПР, като дружеството не е планирало променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. За 2025 г. дружеството е планирало 2,1 хил. лв., а за 2026 г. – 4,7 хил. лв., разпределени по икономически елементи, както следва:

Разходи за материали, с относителен дял от 1,6%, прогнозирани само за 2026 г., в размер на 113 лв. и включват разходи за: *горива за автотранспорт* – 107 лв. и *канцеларски материали* – 6 лв.

Разходите за външни услуги представляват 71,2% от разходите за дейността, прогнозирани с ръст от 2000 лв. през 2025 г. на 2860 лв. през 2026 г. и включват:

- *разходи за данъци и такси*, в размер на 2000 лв. за 2025 г. и 2500 лв. за 2026 г.;
- *пощенски разходи и разходи за телефони*, прогнозирани 30 лв. за 2026 г.;
- *разходи за наем*, планирани 300 лв. на база средномесечен наем за 2026 г.;
- *разходи за вода, отопление и осветление*, планирани 30 лв. на база средномесечен разход за 2026 г.

Разходи за амортизации, представляват 4% от разходите, предвидени за дейността, като размерът им от 125 лв. през 2025 г. се увеличава на 146 лв. през 2026 г.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял 18,8% от разходите за дейността, прогнозирани 1286 лв. през 2026 г.

Разходи за социални осигуровки, представляват 3,3% от разходите за дейността, като размерът им е 224 лв. за 2026 г.

Други разходи, представляват 1,1% от разходите за дейността, размерът им е 75 лв. за 2026 г. и включват: *разходи за охрана на труда* и за *реклама и развойна дейност*.

Дружеството не планира **променливи разходи**, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ, за дейността „снабдяване с природен газ“ през регулаторния период 2025 – 2026 г.

Разходите за лицензионните дейности са разпределени от заявителя, както следва: в съотношение 90% към 10% между дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ – разходите за: горива, работно

облекло, канцеларски материали, пощенски и телефонни разходи, наеми, съдебни разходи, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи, командировки и обучение на персонала, охрана на труда, реклама, публикации.; на 100% към дейността „разпределение на природен газ” са отнесени разходите за: материали за текущо поддържане, застраховки, лицензионни такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, проверка на уреди, одорант, загуби на газ по мрежата; на 100% към дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са отнесени разходите за лицензионни такси за тази дейност.

Община Сопот няма връзка с газопреносната мрежа на страната, поради което „Аресгаз“ ЕАД ще снабдява клиентите със сгъстен природен газ, чрез метода „виртуален газопровод“. Съгласно чл. 19а от НРЦПГ в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със сгъстен природен газ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природен газ. В тази връзка, дружеството е представило обосновка, съгласно която разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, формиращи ценовата компонента по чл. 19а от НРЦПГ са:

Компресиране на природен газ. Услугата ще се извършва от „Черноморска газова компания“ ЕООД, а договорената цена за компресиране е в размер на **8,54** лв./MWh, съгласно представения Договор № АГ-2024-049 от 02.09.2024 г.

Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ. Услугата ще се извършва от „Черноморска газова компания“ ЕООД, съгласно цитирания Договор № АГ-2024-049 от 02.09.2024 г. Договорната цена е в размер на **28,57** лв./MWh (310 лв./1000 м³ и използван коефициент 10,850 kWh/м³ за преобразуване в енергийни единици).

Декомпресиране и подгряване на природен газ. Услугата ще се извършва на площадка за декомпресиране, изградена в гр. Сопот, собственост на „Аресгаз“ ЕАД, на която се разтоварва и декомпресира транспортирания компресиран природен газ. За подгряване се изразходва количество природен газ, необходимо за достигане на нужната температура на газа, който ще бъде подаден в газоразпределителната мрежа. Измерването на природния газ за подгряване се извършва посредством монтиран разходомер и се отчита като разход на природен газ за собствена консумация. Прогнозното количество природен газ за подгряване през 2026 г. се очаква да бъде в размер на 26 MWh на стойност 1730 лв., а общото количество закупен газ за града в размер на 1641 MWh. По този начин прогнозната стойност на природния газ, използван за подгряване за 2026 г. е в размер на **1,05** лв./MWh.

Предвид горното, за регулаторен период 2025 – 2026 г. „Аресгаз“ ЕАД предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за територията на община Сопот да бъде в размер на **38,16** лв./MWh без ДДС.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и икономически елементи, както и въз основа на представените от дружеството обосновки за разходите, КЕВР приема, че същите са свързани с изпълнението на лицензионните дейности и може да бъде направен извод, 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, съответно в таблици № 6 и 7:

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

Таблица № 6

№	Позиция	2025 г.	2026 г.
1.	Балансова стойност на дълготрайните материални активи (ДМА)	0	1388
2.	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	23,4	22
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0	24
4.	Необходим оборотен капитал	0,3	3
5.	Регулаторна база на активите	23,7	1389
6.	Норма на възвръщаемост, %	181%	5,2%
7.	Възвръщаемост	42,8	23
8.	Разходи, в т.ч.:	3,3	55,2
8.1.	УПР	3,3	55
8.2.	Променливи разходи	0	0,2

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

Таблица № 7

№	Позиция	2025 г.	2026 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	0	0,2
2.	Балансова стойност на ДНА	2,6	2,5
3.	Необходим оборотен капитал	0,2	14,2
4.	Регулаторна база на активите	2,8	16,9
5.	Норма на възвръщаемост, %	181%	5,2%
6.	Възвръщаемост	5,1	0,3
7.	Разходи, в т.ч.:	2,1	4,7
7.1.	УПР	2,1	4,7

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).

От представената обосновка е видно, че при изчисляване на разходите за покупка на природен газ, дружеството е използвало четири параметъра: прогнозна консумация на природен газ за регулаторния период; утвърдена цена на обществения доставчик; прогнозни цени за достъп и пренос на преносния оператор и прогнозна стойност на неустойки по договорите за покупка на природен газ.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

За финансиране изграждането на газоразпределителната мрежа в община Сопот през 2025 г. заявителят предвижда да използва собствени парични средства, а през 2026 г. – банков заем. Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2025 – 2026 г. е в размер на 5,13%, изчислена при 2,19% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 162,47%, и 97,81% дял на привлечения капитал, с норма на възвръщаемост 1,20%, след данъчно облагане. Съгласно представената обосновка, към момента процесът на газификация на община Сопот е в начален етап, като изграждането на газоразпределителната мрежа и поддържането на дейностите се предвижда да започне през 2026 г., с постепенно усвояване на привлечен капитал, на траншове в зависимост от нуждите на процеса. Етапите на усвояване и размерите ще бъдат в пряка зависимост от етапа на развитие на дейностите. За осигуряване на този капитал дружеството има достатъчно развити партньорски взаимоотношения с водещи банки, което позволява да се постигне както навременно осигуряване на средства, така и най-добри лихвени проценти. В исторически план, за изминалата 2023 г. средната годишна лихва по кредитите от финансови институции, ползвани от „Аресгаз“ ЕАД е в размер на 1,20%, като този процент е използван за регулаторния период 2025 – 2026 г. за територията на община Сопот.

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 страни от Европа, 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 (БНБ) 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 официалните интернет страници на Aswath Damodaran – Stern School of Business и БНБ. Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД следва да се използват данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД е използван МОКА и актуални данни от цитираните по-горе източници, а именно: безрискова премия в размер на 3,9718%; безлостов β коефициент – 0,57, който предвид капиталовата структура с преобладаващ дял на привлечения капитал, при преобразуване в лостов коефициент се получава в размер на 26,1, и обща пазарна рискова премия за Р България – 6,07%. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал се получава в размер на 162,4%, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е 5,13%, която съвпада с предложената от дружеството.

Предвид посоченото, КЕВР счита, че е обосновано цените на „Аресгаз“ ЕАД да бъдат формиран при предложената от дружеството среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2025 – 2026 г. в размер на 5,13%, изчислена при 2,19% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 162,47%, и 97,81% дял на привлечения капитал, с норма на възвръщаемост 1,20%, след данъчно облагане.

3. Прогнозна консумация на природен газ и прогнозен брой клиенти

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството, са представени по години и групи клиенти в таблици № 8 и 9:

Прогнозна консумация

Таблица № 8

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	MWh/год.	0	1203
ОА и търговски	MWh/год.	0	395
Битови	MWh/год.	0	42
Общо	MWh/год.	0	1641

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 9

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	бр.	0	2
ОА и търговски	бр.	0	6
Битови	бр.	0	20
Общо	бр.	0	28

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта и разходите за експлоатация, поддръжка и снабдяване и коефициентите за разпределяне по групи клиенти на разходите, зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ.

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на дълготрайните материални активи (ДМА) за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА. Стойностите на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти не се променят през разглеждания период и са, както следва: за промишлените клиенти 0,665; за ОА и търговски клиенти 0,293; за битовите клиенти 0,041.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойностите на коефициента не се променят през разглеждания период и са следните: за промишлените клиенти 0,109; за ОА и търговски клиенти 0,216; за битовите клиенти 0,675.

Коефициентите за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на активите, обслужващи основните клиентски групи, се разпределя чрез дела на максималния часов разход на групата в общия максимален часов разход. Към нея се добавя стойността на активите, свързани с обслужването само на съответната група клиенти. Стойностите на коефициента са, както следва: за промишлените клиенти 0,733; за ОА и търговски клиенти 0,241; за битовите клиенти 0,026.

Предложените коефициенти отчитат: дела на ДМА на газоразпределителната мрежа 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 и са обосновани.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа

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. Компонентата цената за снабдяване се определя на основата на необходимите годишни приходи съгласно чл. 9 за снабдяване с природен газ към прогнозното количество природен газ (чл. 19, ал. 3 от НРЦПГ).

Изчислените от „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Сопот са посочени в таблица № 10:

Цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ

Таблица № 10

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
-----------------	-----------------------------	---------------------------------

Промислени	70,23	1,15
ОА и търговски	94,24	6,89
Битови	123,47	201,57

Предложените за утвърждаване от дружеството цени за регулаторен период 2025 – 2026 г., след прилагане на коригиращи коефициенти, са посочени в таблица № 11:

Коригирани цени**Таблица № 11**

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	9,56	0,24
ОАиТ	19,47	1,32
Битови	27,15	2,11

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без начислен данък добавена стойност (ДДС) и акциз.

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ за клиентите на територията на община Сопот е в размер на **38,16** лв./MWh.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените от „Аресгаз“ ЕАД в заявление с вх. №-15-60-21 от 30.09.2024 г. данни и обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

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

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа 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; одобряване на работен проект от общината; издаване на разрешение за строеж; сключване на договор за Независим строителен надзор; разходи по организация и безопасност на движението; 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 са в зависимост от максималния часови разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Заявителят не предвижда изменение на цените за присъединяване спрямо действащите такива, като предложените цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сопот са посочени в таблица № 12:

Цени за присъединяване**Таблица № 12**

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./клиент)
Промислени:	
до 4,224 MWh	2860
до 21,124 MWh	3780
над 21,124 MWh	4120
ОА и търговски:	
до 0,739 MWh	1350
до 4,224 MWh	1600
над 4,224 MWh	1650
Битови	485

Забележка: посочените цени са в лева, без начислен ДДС.

КЕВР счита, че предложените цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензионната територия на заявителя са формирани на база подробно представени разходи по групи клиенти в съответствие с НРЦПГ.

Изказвания по т.2.:

Ив. Н. Иванов каза, че може да се докладва само това, което е променено по доклада, който Комисията вече е разгледала и приела.

Докладва М. Димитров. Административното производство е образувано по подадено в Комисията заявление от „Аресгаз“ ЕАД с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сопот, за регулаторен период 2025 – 2026 г.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад от 02.01.2025 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 2 от протокол от 08.01.2025 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие със ЗЕ и НРЦПГ, на 14.01.2025 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание, дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него. На 14.01.2025 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, и не е изразил възражение по обсъждания проект на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД за територията на община Сопот.

В доклада подробно са коментирани всички параметри по утвърждаване на цени.

М. Димитров прочете диспозитива на проекта на решение:

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

1. Утвърждава, считано от 01.02.2025 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сопот за регулаторен период с продължителност от две години, както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти;

1.3. За битови клиенти.

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

Необходими годишни приходи;

Количества природен газ;

Норма на възвръщаемост на капитала.

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

- 3.1. За промишлени клиенти;
- 3.2. За обществено-административни и търговски клиенти;
- 3.3. За битови клиенти.
4. Ценови компоненти на цените по т. 3:
 - 4.1. Цена на природния газ;
 - 4.2. Цена за снабдяване;
 - 4.2.1. За промишлени клиенти;
 - 4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти;
 - 4.2.3. За битови клиенти;
 - 4.3. Ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ.
5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2. са, както следва:
 - Необходими годишни приходи;
 - Количества природен газ;
 - Норма на възвръщаемост на капитала.
6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сопот, както следва:
 - 6.1. За промишлени клиенти с максимален часов разход;
 - 6.2. За обществено-административни и търговски клиенти с максимален часов разход.

II. Цените по т. I.3 се изменят ежесмесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественят доставчик продава природен газ на крайните снабдител и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопрееносната мрежа, определени от оператора на газопрееносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопрееносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

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. 19а, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.02.2025 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сопот за регулаторен период с продължителност от две години, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:
 - 1.1. За промишлени клиенти 9,56 лв./MWh;
 - 1.2. За обществено-административни и търговски клиенти 19,47 лв./MWh;
 - 1.3. За битови клиенти 27,15 лв./MWh.
2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:
 - Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 7,4 хил. лв.; за 2026 г. – 12,6 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 0 MWh/год.; за 2026 г. – 1641 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,13%.

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

- | | |
|--|-----------------|
| 3.1. За промишлени клиенти | 120,34 лв./MWh; |
| 3.2. За обществено-административни и търговски клиенти | 121,42 лв./MWh; |
| 3.3. За битови клиенти | 122,21 лв./MWh. |

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

4.1. Цена на природния газ: 81,94 лв./MWh;

4.2. Цена за снабдяване, както следва:

- | | |
|--|---------------|
| 4.2.1. За промишлени клиенти | 0,24 лв./MWh; |
| 4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти | 1,32 лв./MWh; |
| 4.2.3. За битови клиенти | 2,11 лв./MWh; |

4.3. Ценова компонента за снабдяване със сгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ в размер на 38,16 лв./MWh.

5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2. са, както следва:

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 0,520 хил. лв.; за 2026 г. – 0,357 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 0 MWh/год.; за 2026 г. – 1641 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 5,13%.

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сопот, както следва:

6.1. За промишлени клиенти с максимален часов разход:

- | | |
|----------------|------------------|
| до 4,224 MWh | 2860 лв./клиент; |
| до 21,124 MWh | 3780 лв./клиент; |
| над 21,124 MWh | 4120 лв./клиент; |

6.2. За обществено-административни и търговски клиенти с максимален часов разход:

- | | |
|---------------|------------------|
| до 0,739 MWh | 1350 лв./клиент; |
| до 4,224 MWh | 1600 лв./клиент; |
| над 4,224 MWh | 1650 лв./клиент; |

6.3. За битови клиенти 485 лв./клиент.

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В заседанието по **точка втора** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членът на Комисията Александър Йорданов.

Решението е взето с **два гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за), от които **един глас** (Александър Йорданов) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията, след като разгледа подаденото от „Аресгаз“ ЕАД заявление с вх. № Е-15-60-24 от 30.09.2024 г. за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Хисаря, за регулаторен период с продължителност от две години, доклад с вх. № Е-ДК-3 от 02.01.2025 г., както и събраните данни от проведените на 14.01.2025 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-15-60-24 от 30.09.2024 г. от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със сгъстен природен газ (СПГ) и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Хисаря, за регулаторен период 2025 – 2026 г. Със Заповед № 3-Е-264 от 07.10.2024 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление и приложените към него документи за съответствие с изискванията на Закона за енергетиката (ЗЕ) и на Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране цените на природния газ (НРЦПГ), при съобразяване на данните от заявление на „Аресгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2025 – 2026 г.

След извършена проверка на заявление с вх. № Е-15-60-24 от 30.09.2024 г. от „Аресгаз“ ЕАД и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 2 от НРЦПГ са установени нередовности и непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-60-24 от 17.10.2024 г. е изисквано от „Аресгаз“ ЕАД да предостави следните допълнителни данни и документи: декларация със съдържание съгласно чл. 27а, ал. 1 от НРЦПГ за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя; обосновка за продължителността на предложения регулаторен период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно изискването на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ; копия на сключените договори за наем, в съответствие с които са прогнозиран разходите за наем; обосновка на разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ, образуващи ценова компонента съгласно чл. 19а, ал. 1 от НРЦПГ, както и копия на договорите, съгласно които дружеството извършва цитираните разходи; данни за броя на персонала и автомобилите по години и дейности; обосновка за начина на формиране на разходите за покупка на природен газ в справка № 6 „Необходим оборотен капитал“ от електронния модел на цените; обосновка за начина на формиране/прогнозиране на различните групи разходи по икономически елементи, предвидени за лицензионните дейности; обосновка за предвидения привлечен капитал и доказателства за предвидената норма на възвръщаемост на привлечения капитал; както и обосновка на коефициентите, използвани за коригиране на необходимите годишни приходи. Изисквано е и становище, в което заявителят да посочи дали представените документи и информация, част от административната преписка, съдържат търговска тайна и ако съдържат такава, да посочи обхват, основания и мотиви за квалифицирането ѝ като такава, включително чрез посочване на частен интерес, който ще бъде засегнат при нейното разкриване. С писмо с вх. № Е-15-60-24 от 25.10.2024 г., заявителят е представил изисканите данни и документи.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-3 от 02.01.2025 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 4 от Протокол № 5 от 08.01.2025 г. 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 14.01.2025 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание, дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 14.01.2025 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което е дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, и не е изразил възражение по обсъждания проект на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД за територията на община Хисаря.

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

За територията на община Хисаря, „Аресгаз“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-332-08 от 12.07.2010 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-332-12 от 12.07.2010 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, издадени за срок от 35 (тридесет и пет) години.

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, подлежат на регулиране от Комисията. С Решение № Ц-3 от 12.01.2023 г. Комисията е утвърдила на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа, както и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Хисаря за регулаторен период от 2023 до 2024 г.

„Аресгаз“ ЕАД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило разпечатка от интернет страницата на дружеството от 29.08.2024 г., както и копие на съобщението, публикувано във вестник „24 часа“ от 29.08.2024 г.

На основание чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ заявителят е представил сключен между „Аресгаз“ ЕАД и „Черноморска газова компания“ ЕООД Договор № АГ-2024-049 от 02.09.2024 г. за доставка на компресиран природен газ и транспортни услуги. Срокът на действие на договора е една година, като същият може да бъде продължен с допълнително споразумение между страните.

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. Комисията утвърждава групите клиенти 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 „Аресгаз“ ЕАД не предвижда изменение на утвърдената тарифна структура за територията на община Хисаря, която се състои от три групи клиенти: *промишлени, обществено-административни и търговски клиенти (ОА и търговски)* и *битови клиенти*. Предложената от заявителя тарифна структура не се променя спрямо утвърдената за предходния регулаторен период и е изготвена в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност 2 години (от 2025 до 2026 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.

Дружеството счита, че предложената продължителност на регулаторния период от

2 години е свързана с невъзможността да бъдат съставени дългосрочни прогнози за развитието на газификацията на територията на община Хисаря, доколкото инвестиционните намерения на дружеството са в пряка зависимост от инвестиционните намерения на преносния оператор за изграждане на отклонение от газопреносната мрежа, достигащо в близост до територията на гр. Хисаря. Община Хисаря няма връзка с газопреносната система на страната, което прави невъзможно започване на дейности, свързани с газификацията на общината чрез изграждане на газоразпределителни мрежи. Алтернативната възможност за газификация чрез метода „виртуален газопровод“ оскъпява крайната цена на природния газ. С оглед на посочените обстоятелства, дружеството предлага регулаторен период с минимално допустимата продължителност с цел да бъдат минимизирани рисковете, свързани с проекта на газификация на община Хисаря и най-вече липсата на присъединяване на потребители и потребление на природен газ.

Предвид гореизложеното, КЕВР счита, че предложеният от „Аресгаз“ ЕАД регулаторен период на цените с продължителност от 2 години (от 2025 до 2026 г.) е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ.

2. Необходими приходи

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

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 1

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	хил. лв.	0,9	3,8
ОА и търговски	хил. лв.	12,9	56,8
Битови	хил. лв.	0,8	3,7
Общо	хил. лв.	14,6	64,3

Получените от дружеството високи резултативни цени за дейността „разпределение на природен газ“ са довели до изготвяне от страна на „Аресгаз“ ЕАД на предложение за по-ниски от получените пределни цени. За тази цел, заявителят е приложил коригиращи коефициенти, които намаляват НГП с цел изчисляване на по-ниски цени. Предложените от заявителя по-ниски цени целят постигане на баланс между интересите на клиентите и дружеството, при спазване принципите за ефективност, оптимизиране на дейността и недопускане на влошаване на финансово-икономическото състояние на лицензианта. Използваните коригиращи коефициенти са следните: за промишлени клиенти: -77,67%; за ОА и търговски клиенти: -71,25% и за битови клиенти: -74,80%.

Коригираните необходими приходи за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 2:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 2

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	хил. лв.	0,2	0,8
ОА и търговски	хил. лв.	3,7	16,3
Битови	хил. лв.	0,2	0,9
Общо	хил. лв.	4,1	18,1

Необходимите приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 3:

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 3

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	хил. лв.	0,12	0,18
ОА и търговски	хил. лв.	1,56	2,36
Битови	хил. лв.	1,85	2,81
Общо	хил. лв.	3,53	5,34

Получените от дружеството високи резултативни цени за дейността „снабдяване с природен газ” са довели до изготвяне от страна на „Аресгаз“ ЕАД на предложение за по-ниски от получените пределни цени. За тази цел, заявителят е приложил коригиращи коефициенти, които намаляват НГП с цел изчисляване на по-ниски цени. Предложените от заявителя по-ниски цени целят постигане на баланс между интересите на клиентите и дружеството, при спазване принципите за ефективност, оптимизиране на дейността и недопускане на влошаване на финансово-икономическото състояние на лицензианта. Използваните коригиращи коефициенти са следните: за промишлени клиенти: -86,61%; за ОА и търговски клиенти: -86,26% и за битови клиенти: -98,10%.

Коригираните необходими приходи за дейността „разпределение на природен газ”, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 4:

Дейност „снабдяване с природен газ”

Таблица № 4

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	хил. лв.	0,02	0,02
ОА и търговски	хил. лв.	0,21	0,32
Битови	хил. лв.	0,04	0,05
Общо	хил. лв.	0,26	0,40

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 № 5:

Общо разходи по дейности

Таблица № 5

Наименование	Мярка	2025 г.	2026 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. лв.	5	46	51	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	3	41	44	86%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	2	5	7	14%

Прогнозираните разходи за регулаторния период включват само разходите, които са пряко свързани с лицензионната дейност на дружеството. За нуждите на ценообразуването, разходите за дейностите са разделени на разходи за експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа и разходи, пряко зависещи от пренесените/доставени количества природен газ и/или осигуряването на услугата. С оглед това, че на територията на община Хисаря към момента не се извършват лицензионни дейности и се предвижда през регулаторния период 2025 – 2026 г. да започне изграждане на газоразпределителна мрежа и снабдяване на клиентите с природен газ, разходите за 2026 г. са прогнозирани с нарастване спрямо 2025 г., с цел постигане на съответствие между етапа на развитие на процеса на газификация и стойността на разходите. В тази връзка, според предоставената обосновка, заявителят е прогнозировал разходите за периода 2025 – 2026 г. въз основа на използвани условни измерители – коефициенти, отчитащи „времеви фактор“ на възникване на съответния разход (месеца, в който разходите ще започнат да бъдат извършвани), получени като процентно съотношение между броя на

месеците в годината и месеца на възникване на разхода. За отделните видове разходи, стойностите на условните измерители са: за разходите за горива, канцеларски материали, пощенски, телефони и абонаменти, охрана, наеми, вода, отопление и осветление, персонал, реклама, охрана на труда – 50%; за разходите за абонаментно поддържане – 8%; за разходите за проверка на уреди, съдебни, експертни и одиторски, публикации, командировки – 0% и без прилагане на условен измерител – разходите за работно облекло, застраховки, такси за лицензии, одорант, загуби на газ по мрежата. Прогнозните стойности на повечето видове разходи за 2026 г. са формирани на принципа „обща първа параметрична годишна стойност“, с отчитане параметрите на бизнес плана на дружеството и прилагане на условните измерители.

В изпълнение на нормативните изисквания при планиране на годишните разходи за лицензионни дейности не са включени финансови, извънредни разходи, оперативни разходи, които не са свързани и/или не са необходими за извършването на лицензионната дейност, 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, както и други разходи, в съответствие с чл. 10, ал. 4 от НРЦПГ.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Аресгаз“ ЕАД 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 86% от общия обем разходи и се увеличават от 3,2 хил. лв. през 2025 г. на 40,8 хил. лв. през 2026 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99,7% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“ и се увеличават от 3,2 хил. лв. за 2025 г. на 40,7 хил. лв. през 2026 г., със следното разпределение:

Разходите за материали представляват 1,4% от УПР за дейността, като за 2025 г. не са планирани, а за 2026 г. размерът им е 596 лв. и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, планирани в размер на 542 лв. за 2026 г. в зависимост от средномесечния разход за гориво;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани в размер на 54 лв. за 2026 г. на база средномесечния разход за офиса;

Разходите за външни услуги представляват 25,8% от УПР, планирани с увеличение от 2,0 хил. лв. през 2025 г. на 9,3 хил. лв. за 2026 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозиран в размер на 257 лв. за 2026 г. като процент от стойността на дълготрайните активи;

- *разходи за данъци и такси*, прогнозиран в размер на 2 хил. лв. за 2025 г. и 3 хил. лв. за 2026 г., като включват прогнозни лицензионни такси в съответствие с „Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката“, параметрите на настоящия бизнес план и периода на бизнес плана;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, прогнозиран в размер на 270 лв. за 2026 г. на база средномесечен разход за офиса;

- *разходи за абонаментно поддържане*, прогнозиран за 2026 г. в размер на 352 лв. в зависимост от дължината на експлоатираната газоразпределителна мрежа;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана* прогнозиран в размер на 300 лв. през 2026 г. като част от твърда годишна стойност;

- *разходи за наеми*, прогнозиран за 2026 г. в размер на 4860 лв. на база средномесечен наем за офис, площадка за декомпресиране, автомобил и др.;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, прогнозиран за 2026 г. в размер на 270 лв. на база средномесечен разход за офиса.

Разходите за амортизации представляват 40,7% от УПР, като се увеличават от 1224 лв. през 2025 г. на 16 645 лв. през 2026 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 26,4% от УПР, прогнозиран в размер на 11 578 лв. само за 2026 г., като включват разходите за заплати и възнаграждения на служители в отдели: административен/маркетинг – работа с клиенти и експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа;

Разходите за социални осигуровки, начислявани върху работната заплата и възнагражденията представляват 4,6% от УПР, прогнозиран в размер на 2015 лв. за 2026 г.

Други разходи – представляват 1,2% от УПР и включват прогнозиран само за 2026 г.: *разходи за охрана на труда* в размер на 68 лв., прогнозиран в зависимост от броя на служителите, както и *разходи за маркетинг и реклама* – в размер на 462 лв., прогнозиран като процент от приходите от продажби.

Променливите разходи представляват 0,3% от общите разходи за тази дейност и са в размер на 138 лв. за 2026 г., като включват разходи за *одорант* и *загуби на газ*.

Разходите за одорант са прогнозиран в размер на 60 лв. в зависимост от потреблението на природен газ и прогнозна разходна стойност от 0,05 лв. за MWh;

Разходите, свързани със *загуби на природен газ* са прогнозиран в размер на 78 лв., като 0,1% от прогнозните количества природен газ.

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

Тези разходи представляват 14% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността през разглеждания период са в размер на 2125 лв. за 2025 г. и се увеличават на 4882 лв. през 2026 г.

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

Разходите за материали – 0,94% от УПР, планирани само за 2026 г. в размер на 66 лв. и включват: *разходи за горива за автотранспорт*, в размер на 60 лв., планирани в зависимост от средномесечния разход за гориво и *разходи за канцеларски материали*, планирани в размер на 6 лв. на база средномесечния разход за офиса.

Разходи за външни услуги – 72,8% от УПР, прогнозиран в размер на 2000 лв. през 2025 г., като се увеличават на 3100 лв. през 2026 г., и включват:

- *разходи за данъци и лицензионна такса*, прогнозиран в размер на 2000 лв. за 2025 г. и 2500 лв. за 2026 г., които включват прогнозни лицензионни такси в съответствие с „Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката“;

- *пощенски разходи и разходи за телефони* – в размер 30 лв. за 2026 г.;

- *разходи за наеми*, прогнозиран за 2026 г. в размер на 540 лв. на база средномесечен наем за офис, площадка за декомпресиране, автомобил и др.

- *разходи за вода, отопление и осветление*, прогнозиран за 2026 г. в размер на 30 лв. на база средномесечен разход за офиса.

Разходите за амортизации представляват 3,88% от УПР, като се увеличават от 125 лв. през 2025 г. на 146 лв. през 2026 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 18,4% от УПР, прогнозиран само за 2026 г. в размер на 1286 лв., като включват разходите за заплати и възнаграждения на служители в отдели: административен/маркетинг – работа с клиенти и експлоатация и поддръжка на газоразпределителната мрежа.

Разходите за социални осигуровки, начислявани върху работната заплата и възнагражденията представляват 3,2% от УПР, прогнозиран само за 2026 г. в размер на

224 лв.

Други разходи – представляват 0,84% от УПР, планирани в размер на 59 лв. само за 2026 г. и включват: *разходи за охрана на труда*, прогнозиран в зависимост от броя на служителите в размер на 8 лв. и *разходи за маркетинг и реклама*, прогнозиран като процент от приходите от продажби в размер на 51 лв.

Заявителят не е планирал променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за регулаторния период.

Община Хисаря няма връзка с газопреносната мрежа на страната, поради което „Аресгаз“ ЕАД ще снабдява клиентите със сгъстен природен газ, чрез метода „виртуален газопровод“. Съгласно чл. 19а от НРЦПГ в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със сгъстен природен газ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природен газ.

Във тази връзка, дружеството е представило обосновка, съгласно която разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ, формиращи ценовата компонента по чл. 19а от НРЦПГ са:

Компресиране на природен газ. Услугата ще се извършва от „Черноморска газова компания“ ЕООД, а договорената цена за компресиране е в размер на **8,54** лв./MWh, съгласно представения Договор № АГ-2024-049 от 02.09.2024 г.

Транспорт на компресиран (сгъстен) природен газ. Услугата ще се извършва от „Черноморска газова компания“ ЕООД, съгласно цитирания Договор № АГ-2024-049 от 02.09.2024 г. Договорната цена е в размер на **28,57** лв./MWh (310 лв./1000 м³ и използван коефициент 10,850 kWh/м³ за преобразуване в енергийни единици).

Декомпресиране и подгриване на природен газ. Услугата ще се извършва на площадка за декомпресиране и разтоварване, изградена в гр. Хисаря, като цената за подгриване на природния газ е в размер на 1,15 лв./MWh, формирана с прогнозно количество природен газ за подгриване 20 MWh на стойност 1355 лв. за 2026 г., при общо количество закупен газ 1178 MWh.

Предвид горното, за регулаторен период 2025 – 2026 г. „Аресгаз“ ЕАД предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгриване на природния газ за територията на община Хисаря да бъде в размер на **38,26** лв./MWh без ДДС.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и икономически елементи, както и въз основа на представените от дружеството обосновки и доказателства за разходите, КЕВР приема, че същите са свързани с изпълнението на лицензионните дейности и може да бъде направен извод, 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, съответно в таблици № 6 и 7:

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

Таблица № 6

№	Позиция	2025 г.	2026 г.
1	Балансова стойност на дълготрайните материални активи (ДМА)	0,0	671,9
2	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	22,9	21,7
3	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0,0	31,6
4	Необходим оборотен капитал	0,3	3,0
5	Регулаторна база на активите	23,1	665,0
6	Норма на възвръщаемост, %	49,3%	3,5%

7	Възвръщаемост	11,4	23,5
8	Разходи, в т.ч.:	3,2	40,8
8.1.	УПР	3,2	40,7
8.2.	Променливи разходи	0,0	0,1

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

Таблица № 7

№	Позиция	2025 г.	2026 г.
1	Балансова стойност на ДМА	0,0	0,2
2	Балансова стойност на ДНА	2,6	2,5
3	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0,0	0,0
4	Необходим оборотен капитал	0,3	10,4
5	Регулаторна база на активите	2,8	13,0
6	Норма на възвръщаемост, %	49,3%	3,5%
7	Възвръщаемост	1,4	0,5
8	Разходи, в т.ч.:	2,1	4,9
8.1.	УПР	2,1	4,9
8.2.	Променливи разходи	0,0	0,0

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).

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

За финансиране изграждането на газоразпределителната мрежа в община Хисаря през 2025 г. заявителят предвижда да използва собствени парични средства, а през 2026 г. – банков заем. Предложената от „Аресгаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2025 – 2026 г. е 5,34%, изчислена при 8,60% дял на собствен капитал, с норма на възвръщаемост 44,40% и 91,40% дял на привлечен капитал, с норма на възвръщаемост 1,20%, при отчитане на данъчните задължения. Съгласно представената обосновка, към момента процесът на газификация на община Хисаря е в начален етап, като планираното изграждане на газоразпределителната мрежа и поддържането на дейностите е предвидено да започне през 2026 г., с постепенно усвояване на привлечен капитал, на траншове в зависимост от нуждите на процеса. Етапите на усвояване и размерите ще бъдат в пряка зависимост от етапа на развитие на дейностите. За осигуряване на този капитал дружеството има достатъчно развити партньорски взаимоотношения с водещи банки, което позволява да се постигне както навременно осигуряване на средства, така и най-добри лихвени проценти. В исторически план, за изминалата 2023 г. средната годишна лихва по кредитите от финансови институции, ползвани от „Аресгаз“ ЕАД е в размер на 1,20%, като този процент е използван за регулаторния период 2025 – 2026 г. за територията на община Хисаря.

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 страни от Европа, 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 (БНБ) 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 официалните интернет страници на Aswath Damodaran – Stern School of Business и БНБ. Предвид изложеното, при определяне нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД следва да бъдат използвани данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Аресгаз“ ЕАД е използван МОКА и актуални данни от цитираните по-горе източници, а именно: безрискова премия в размер на 3,9718%; безлостов β коефициент – 0,57, който предвид капиталовата структура с преобладаващ дял на привлечения капитал, при преобразуване в лостов коефициент се изчислява в размер на 6,66, а общата пазарна рискова премия за Р България е в размер на 6,07%. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 44,41%, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е 5,34%, която съвпада с предложената от дружеството.

Предвид изложеното, КЕВР счита, че е обосновано цените на „Аресгаз“ ЕАД да бъдат формирани при предложената от дружеството среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2025 – 2026 г. в размер на 5,34%, изчислена при 8,60% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 44,40%, и 91,40% дял на привлечения капитал, с норма на възвръщаемост 1,20%, след данъчно облагане.

3. Прогнозна консумация на природен газ и прогнозен брой клиенти

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството, са представени по години и групи клиенти в таблици № 8 и 9:

Прогнозна консумация

Таблица № 8

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	MWh/год.	0	98
ОА и търговски	MWh/год.	0	1039
Битови	MWh/год.	0	42
Общо:	MWh/год.	0	1178

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 9

Клиенти	Мярка	2025 г.	2026 г.
Промислени	бр.	0	1
ОА и търговски	бр.	0	14
Битови	бр.	0	20
Общо:	бр.	0	35

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта и разходите за експлоатация, поддръжка и снабдяване, както и коефициентите за разпределяне по групи клиенти на разходите, зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ.

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА. Стойностите на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти не се променят през разглеждания период и са, както следва: за промишлените клиенти – 0,059, за ОА и търговските – 0,884, за битовите – 0,057.

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. Стойностите на коефициента не се променят през разглеждания период и са следните: за промишлените клиенти – 0,033, за ОА и търговските – 0,441, за битовите клиенти – 0,525.

Коефициентите за разпределение на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойностите на коефициента не се променят през разглеждания период и са следните: за промишлените клиенти – 0,083, за ОА и търговските – 0,881, за битовите клиенти – 0,036.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат дела на ДМА на газоразпределителната мрежа 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 газоразпределителната мрежа

Според чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ през 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

Според 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. Компонентата цена за снабдяване се определя на основата на необходимите годишни приходи съгласно чл. 9 за снабдяване с природен газ към прогнозното количество природен газ (чл. 19, ал. 3 от НРЦПГ).

Изчислените от „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Хисаря са посочени в таблица № 10:

Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител

Таблица № 10

Групи клиенти	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	48,19	25,10
ОА и търговски	67,85	23,81
Битови	107,22	19,83

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без включен акциз и Данък върху добавената стойност (ДДС).

Предложените за утвърждаване от дружеството цени за регулаторен период 2025 – 2026 г., след прилагане на коригиращи коефициенти, са посочени в таблица № 11:

Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител

Таблица № 11

Групи клиенти	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	10,76	0,41
ОА и търговски	19,50	0,53
Битови	27,02	2,14

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

Предложената от „Аресгаз“ ЕАД компонента за снабдяване със СПГ за всички групи клиенти на територията на община Хисаря е в размер на **38,26 лв./MWh**.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-60-24 от 30.09.2024 г. от „Аресгаз“ ЕАД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа се образува по групи клиенти в зависимост от заявления максимален капацитет, 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 газоразпределителната мрежа на дружеството се делят на УПР и променливи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране; изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение; съгласуване на работен проект за газопроводното отклонение; одобряване на работния проект от общината; издаване на разрешение за строеж; сключване на договор за Независим строителен надзор; разходи по организация и безопасност на движението; 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 са в зависимост от максималния часови разход и включват изкопно-възстановителни и монтажни работи; излаз към газорегулаторен и замерен пункт (ГРЗП) и свързване на ГРЗП към газовата инсталация.

За регулаторен период 2025 – 2026 г. заявителят не предвижда изменение на цените за присъединяване спрямо действащите такива, като предложените цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Хисаря са посочени в таблица № 12:

Цени за присъединяване

Таблица № 12

Групи и подгрупи клиенти с максимален часов разход	Цени (лв./клиент)
Промислени:	
до 4,224 MWh	2860
до 21,124 MWh	3780
над 21,124 MWh	4120
ОА и търговски:	
до 0,739 MWh	1350
до 4,224 MWh	1600
над 4,224 MWh	1650
Битови	485

Забележка: предложените цени са в лева, без ДДС.

КЕВР счита, че предложените цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на лицензионната територия на заявителя са формирани на база подробно представени разходи по групи клиенти в съответствие с НРЦПГ.

Изказвания по т.3.:

Ал. Йорданов обърна внимание, че при докладването на проекта на решение могат да бъдат представени само точките, които са означени с римски цифри. Това е абсолютно достатъчно, тъй като е очевидно за какви цени и ценообразуващи елементи става въпрос.

Докладва М. Димитров. Проектът на решение е аналогичен на предходната точка от дневния ред, отнася се за същото дружество, но за друга лицензионна територия: община Хисаря.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад от 02.01.2025 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 4 от протокол от 08.01.2025 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие със ЗЕ и НРЦПГ, на 14.01.2025 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание, дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него. Съгласно ЗЕ, на 14.01.2025 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Аресгаз“ ЕАД, и не е изразил възражение по обсъждания проект на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Аресгаз“ ЕАД за територията на община Хисаря.

М. Димитров представи диспозитива на проекта на решение:

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.02.2025 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Хисаря за регулаторен период с продължителност от две години.

II. Цените по т. I.3 се изменят ежесмесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдител и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа 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 доклада.

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. 19а, чл. 20 и чл. 24, ал. 1 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Утвърждава, считано от 01.02.2025 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Хисаря за регулаторен период с продължителност от две години, както следва:

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

- 1.1. За промишлени клиенти: 10,76 лв./MWh;
- 1.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 19,50 лв./MWh;
- 1.3. За битови клиенти 27,02 лв./MWh.
2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:
 Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 4 хил. лв.; за 2026 г. – 18 хил. лв.;
 Количества природен газ: за 2025 г. – 0 MWh/год.; за 2026 г. – 1178 MWh/год.;
 Норма на възвръщаемост на капитала: 5,34%.
3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Хисаря, снабдявани със съгъстен природен газ:
- 3.1. За промишлени клиенти: 120,61 лв./MWh;
- 3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 120,73 лв./MWh;
- 3.3. За битови клиенти: 122,34 лв./MWh.
4. Ценови компоненти на цените по т. 3:
- 4.1. Цена на природния газ: 81,94 лв./MWh;
- 4.2. Цена за снабдяване, както следва:
- 4.2.1. За промишлени клиенти: 0,41 лв./MWh
- 4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 0,53 лв./MWh;
- 4.2.3. За битови клиенти 2,14 лв./MWh;
- 4.3. Ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ в размер на 38,26 лв./MWh.
5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2. са, както следва:
 Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 0,26 хил. лв.; за 2026 г. – 0,40 хил. лв.;
 Количества природен газ: за 2025 г. – 0 MWh/год.; за 2026 г. – 1178 MWh/год.;
 Норма на възвръщаемост на капитала: 5,34%.
6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Хисаря, както следва:
- 6.1. За промишлени клиенти с максимален часов разход:
- до 4,224 MWh 2860 лв./клиент;
- до 21,124 MWh 3780 лв./клиент;
- над 21,124 MWh 4120 лв./клиент;
- 6.2. За обществено-административни и търговски клиенти с максимален часов разход:
- до 0,739 MWh 1350 лв./клиент;
- до 4,224 MWh 1600 лв./клиент;
- над 4,224 MWh 1650 лв./клиент;
- 6.3. За битови клиенти 485 лв./клиент.
- II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.
- III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В заседанието по **точка трета** участват председателят доц. д-р Иван Н. Иванов и членът на Комисията Александър Йорданов.

Решението е взето с **два гласа „за“** (доц. д-р Иван Н. Иванов - за, Александър Йорданов – за), от които **един глас** (Александър Йорданов) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-147 от 27.01.2025 г. относно актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл, считано от 01.07.2017 г., след отмяна на Решение № Ц – 6 от 06.02.2020 г. с Решение № 5556 от 29.05.2023 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 4118 от 2022 г.

2. Актуализира, считано от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г., преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, в размер на 289,78 лв./MWh, без ДДС.

По т.2. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.02.2025 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Сопот за регулаторен период с продължителност от две години.

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

По т.3. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.02.2025 г., на „Аресгаз“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Хисаря за регулаторен период с продължителност от две години.

II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в съответствие с чл. 21, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

III. Крайните клиенти на дружеството заплащат цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната мрежа, определени от оператора на газопреносната мрежа по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-147 от 27.01.2025 г. и Решение на КЕВР № Ц-7 от 31.01.2025 г. относно актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл, считано от 01.07.2017 г., след отмяна на Решение № Ц – 6 от 06.02.2020 г. с Решение № 5556 от 29.05.2023 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 4118 от 2022 г.

2. Решение на КЕВР № Ц-8 от 31.01.2025 г. относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Сопот за регулаторен период 2025 – 2026 г.

3. Решение на КЕВР № Ц-9 от 31.01.2025 г. относно заявление от „Аресгаз“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, компонента за снабдяване със съгъстен природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Хисаря за регулаторен период 2025 – 2026 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....
А. Йорданов

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА

Протоколирал:

Н. Косев - главен експерт