РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ
Комисия за енергийно
и водно регулиране

Р Е Ш Е Н И Е

№ Ц – 37

от 27.12.2024 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 27.12.2024 г., като разгледа подаденото от „Неврокоп-газ“ АД заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Гоце Делчев, за регулаторен период с продължителност от пет години, доклад с вх. № Е-ДК-1331 от 29.11.2024 г., както и събраните данни от проведените на 11.12.2024 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-15-49-8 от 01.10.2024 г. от „Неврокоп-газ“ АД 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 за територията на община Гоце Делчев, за регулаторен период 2025 – 2029 г. Със Заповед № З-Е-276 от 08.10.2024 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 „Неврокоп-газ“ АД за одобряване на бизнес план за периода 2025 – 2029 г.

Предложените от дружеството за утвърждаване цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, са представени в таблица № 1:

Таблица № 1

Клиентски групи и подгрупи	**Цени за пренос (лв./MWh)**	**Цени за снабдяване (лв./MWh)**	**Цени за снабдяване (лв./клиент/месец)**
Промишлени:			
до 2500 MWh вкл.	29,52	1,25	
над 2500 MWh	18,69	1,25	
Обществено-административни и търговски:			
до 250 MWh вкл.	38,04	2,89	
над 250 MWh	33,51	2,89	
Битови	39,70		7,44

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

След извършена проверка на заявление с вх. № Е-15-49-8 от 24.10.2024 г. и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности и непълноти.

В тази връзка от дружеството е изискано да представи в Комисията преработено заявление за утвърждаване на цени, което да съдържа и ценова компонента за снабдяване със

сгъстен природен газ (СПГ) съгласно чл. 19а от НРЦПГ; подробна обосновка на разходите по чл. 19а от НРЦПГ, които формират ценовата компонента за снабдяване със СПГ; преработен електронен модел на цените, в който справка № 1-Б „Амортизационен план – разпределение“ не съдържа отрицателни балансови стойности за битови съоръжения; годишен финансов отчет за 2023 г. с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти съгласно чл. 29, ал. 2, т. 1 от НРЦПГ и декларация със съдържание съгласно чл. 27а, ал. 1 от НРЦПГ, за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни. От дружеството е изискано също да представи в КЕВР коригиран електронен модел на цените с попълнена таблица „Амортизационен план – Дълготрайни материални активи (ДМА), изградени за сметка на приходите от присъединяване“ в електронния модел в лист „Ам_пл-Р1“, съдържаща информация за тези активи от началото на изграждане на газоразпределителна мрежа в община Гоце Делчев.

С писма с вх. № Е-15-49-8 от 21.10.2024 г. и от 24.10.2024 г. „Неврокоп-газ“ АД е представило преработени варианти на заявление за утвърждаване на цени и електронен модел на цените, ведно с изисканите документи, обосновки и данни. Предложените от дружеството за утвърждаване цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, са представени в таблица № 2:

Таблица № 2

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./клиент/месец)
Промишлени:			
до 2500 MWh вкл.	30,41	1,25	
над 2500 MWh	19,33	1,25	
Обществено-административни и търговски:			
до 250 MWh вкл.	38,45	3,05	
над 250 MWh	33,91	3,05	
Битови	39,94	5,98	7,44

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

С писмо с вх. № Е-15-49-8 от 15.11.2024 г. дружеството е представило преработен електронен модел с данни за ДМА, изградени за сметка на приходите от присъединяване, но с продължителност на полезния живот от 5 години, вместо 25 г., какъвто е полезният живот на ДМА от същата категория „Разпределителни газопроводи – линейна част и отклонения“.

С писмо с вх. № Е-15-49-13 от 28.11.2024 г. дружеството е представило преработен електронен модел по отношение на ДМА изградени за сметка на приходите от присъединяване с продължителност на полезния живот 25 години. В резултат на това, изчислените и предложени от „Неврокоп-газ“ АД цени за пренос през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител, са представени в таблица № 3:

Таблица № 3

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промишлени:		
до 2500 MWh вкл.	30,12	1,25
над 2500 MWh	19,13	1,25
Обществено-административни и търговски:		
до 250 MWh вкл.	38,07	3,05
над 250 MWh	33,56	3,05
Битови	39,55	5,98

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

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1331 от 29.11.2024 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 6 от Протокол № 343 от 04.12.2024 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 11.12.2024 г. е проведено открито заседание. На откритото заседание е представено писмено становище от прокуриста на „Неврокоп-газ“ АД, с което е заявено съгласие с изготвения доклад, като няма забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 11.12.2024 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, на което не са присъствали представители на „Неврокоп-газ“ АД и/или поканените за участие в него заинтересовани лица.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Неврокоп-газ“ АД на територията на община Гоце Делчев.

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

„Неврокоп-газ“ АД е титуляр на лицензия № Л-289-08 от 22.12.2008 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-289-12 от 22.12.2008 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Гоце Делчев, за срок до 22.12.2043 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи, подлежат на регулиране от Комисията. С Решение № Ц-3 от 09.01.2020 г. Комисията е утвърдила на „Неврокоп-газ“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Гоце Делчев за регулаторен период от 2020 до 2024 г.

„Неврокоп-газ“ АД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението си за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копия на съобщения, публикувани на интернет страницата на дружеството, както и в Югозападна новинарска агенция „ТопПреса“ от 27.09.2024 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на сключен между „Неврокоп-газ“ АД и (…) Договор № (…) от (…) г. за покупко-продажба на компресиран природен газ, съдържащ клауза за автоматично продължаване срока на действие на договора.

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). „Неврокоп-газ“ АД предлага тарифна структура, която се състои от три групи клиенти: *промишлени, обществено-административни и търговски (ОА и търговски)* и *битови*. За всяка от двете групи – „*промишлени клиенти“* и „*ОА и търговски клиенти*“ са формирани по две подгрупи, в зависимост от годишната консумация на природен газ.

Предложената тарифна структура е изготвена в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

Предложеният от „Неврокоп-газ“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от пет години от 2025 до 2029 г., което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозирани от дружеството по години за регулаторния период. Необходимите годишни приходи по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 4 и 5:

Дейност „разпределение на природен газ” (хил. лв.) ***Таблица № 4***

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Промишлени	109	124	127	132	136
ОА и търговски	91	106	109	113	116
Битови	46	55	59	65	71
Общо	**246**	**285**	**295**	**310**	**324**

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ (хил. лв.) ***Таблица № 5***

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Промишлени	5	6	7	8	8
ОА и търговски	10	12	14	14	14
Битови	15	20	21	23	24
Общо	**31**	**38**	**42**	**44**	**46**

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 години, са представени в таблица № 6:

Общо разходи по дейности (хил. лв.) ***Таблица № 6***

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	**193**	**239**	**252**	**269**	**285**	**1237**	**100%**
„разпределение на природен газ“	167	206	216	231	245	**1067**	86%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	25	32	35	38	40	**171**	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. Разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности със съответните им, отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база. Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозирал разходите си за периода 2025 – 2029 г. при ценови нива към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени, в зависимост от влиянието на следните фактори: продажби на природен газ по групи клиенти; брой на клиентите по групи; отчетна и балансова стойност на газоразпределителната мрежа; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на газоразпределителната мрежа и обслужване на клиентите.

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, „Неврокоп-газ“ АД е представило различните групи разходи по дейности и 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 167 хил. лв. през 2025 г. на 245 хил. лв. през 2029 г.

Условно-постоянните разходи представляват 98,5% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“ и се увеличават от 164 хил. лв. за 2025 г. на 242 хил. лв. през 2029 г., със следното разпределение:

Разходите за материали представляват 2,5% от УПР за дейността, планирани 3,5 хил. лв. за 2025 г., с ръст на 6,7хил. лв. за 2029 г. и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт,* планирани на база среден пробег на километър изградена газоразпределителна мрежа и стойността на горивата към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени с прогнозен средномесечен размер от 90 лв./месец за един автомобил, който ще бъде закупен през 2025 г. за обслужване и на двете лицензионни дейности.

- *разходи за работно облекло*, прогнозирани на база брой персонал, за покупка на подходящо работно облекло с оглед безопасност на условията на труд – по 300 лева/служител/година;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани спрямо достигнатите през 2024 г. разходи, като в началото на прогнозния период са в размер на 570 лв./година, а в края на 2029 г. са в размер на 890 лв./година;

- *разходи за материали за текущо поддържане* – 1,8 хил. лв. през 2025 г. и 3,4 хил. лв. през 2029 г., представляващи разходи за резервни части за ремонт на линейната част, необходими за ремонти по газоразпределителната мрежа и съоръженията към нея, прогнозирани спрямо броя на монтираните съоръжения.

Разходите за външни услуги представляват 23,6% от УПР, планирани с увеличение от 44,5 хил. лв. през 2025 г. на 55 хил. лв. за 2029 г., като включват:

- *разходи за застраховки,* на газоразпределителната мрежа, вкл. имуществена застраховка, застраховка „Гражданска отговорност“ и застраховка на персонала за съответната дейност, прогнозирани на база отчетната стойност на линейната част и съоръженията, и отчетените до момента разходи за застраховки;

- *разходи за данъци и такси*, планирани на база нормативна уредба, в т.ч. лицензионни такси, в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година. Прогнозирани на база извършени разходи за 2024 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, включват разходи за куриерски услуги, вкл. за пратки на разходомери за проверка, писма на клиенти с просрочени задължения и др. кореспонденция, разходи за телефони и разходи за трафик на данни при дистанционно отчитане на абонатите. Прогнозирани са средно по 45 лв. на месец на база извършени разходи за 2024 г.;

- *разходи за абонаментно поддържане*, включват разходи за комплексно сервизно обслужване и аварийната готовност на газопроводите и съоръженията, които ще се извършват от външна фирма, тъй като дружеството не разполага с квалифициран и необходим по численост персонал. Останалите разходи включват технически надзор и текуща поддръжка на газоразпределителната мрежа и съоръженията. Планираните разходи са съгласно Наредбата за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителните газопроводи и на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ и са средно за периода по 300 лв./месечно.

- *разходи за проверка на уреди,* планирани на база график за брой задължителни за проверка уреди и цена за проверка на съответно средство за търговско измерване съгласно Глава Трета „Ред за извършване на контрол на средствата за измерване" и Глава Четвърта „Знаци за удостоверяване на резултатите от контрола на средствата за измерване" от Наредба за средствата за измерване, които подлежат на метрологичен контрол (НСИПМК), както и съгласно Тарифа № 11 за таксите, които се събират в системата на Държавната агенция за метрологичен и технически надзор по Закона за държавните такси. Разходите се отнасят само за дейността „разпределение на природен газ". Проверка на средствата за търговско измерване (СТИ) е в съответствие с НСИПМК, като диафрагмените разходомери подлежат на проверка на всеки 4 години, а механичните разходомери и електронните коректори се проверяват през 2 години;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани на база годишен разход за 2024 г. за съответната дейност и сключени договори, включително за счетоводно обслужване и одиторска заверка, в размер на 27,6 хил. лв. средно на година от регулаторния период;

- *разходи за вода, отопление и осветление,* прогнозирани в зависимост от средния годишен разход за предходната година и очакван годишен разход за следващите години, средно по 40 лв. на месец;

Разходите за амортизации представляват 31,2% от УПР, като се увеличават от 63 хил. лв. през 2025 г. на 67 хил. лв. през 2029 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 31,4% от УПР, прогнозирани в размер на 38,8 хил. лв. за 2025 г. и нарастват до 83,6 хил. лв. за 2029 г. за двама служители, като увеличението се дължи на предвидено назначаване на още един служител в началото на 2026 г. Тези разходи се разпределят в съотношение 85% към 15%, съответно за дейностите „разпределение на природен газ" и „снабдяване с природен газ".

Разходите за социални осигуровки представляват 6,2% от УПР и включват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд. Сумата е обвързана с прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Социалните разходи представляват 2,8% от УПР, предвидени в социалната програма на дружеството в размер на 3,3 хил. лв. за 2025 г., като достигат 7,3 хил. лв. през 2029 г.

Други разходи представляват 2,2% от УПР и включват: *разходи за охрана на труда (трудова медицина),* прогнозирани спрямо броя на персонала, зает в съответната дейност – в средногодишен размер на 733 лв.; *разходи за маркетинг и реклама* – в размер на 2,4 хил. лв. на година средно за периода, необходими за привличане на нови клиенти и връщане на отказалите клиенти да ползват газ; *разходи за командировки*, прогнозирани в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност в размер на 300 лв. за 2025 г. и достигат 880 лв. през 2029 г.; *разходи за публикации*, прогнозирани за четири публикации годишно, при средна стойност на рекламното каре от 200 лв.

Променливите разходи, представляват 1,5% от общите разходи за тази дейност, като включват разходи *за одорант, загуби на газ* и *други разходи*.

Променливите *разходи за одорант* са планирани от заявителя в съответствие с прогнозираните за реализация количества природен газ, като са предвидени 500 лв. през 2025 г. и достигат до 630 лв. за 2029 г.;

Разходите, свързани със загуби на природен газ са прогнозирани в размер на 0,4% от планираните количества природен газ. Загуби на газ се допускат при периодични планови ремонти в котелните централи на стопанските потребители, изпразване на отклонения до обекта през свещ, която е преди разходомера и запълване на системата след ремонта, загуби от утечки на газ вследствие на възникнали аварии с разпределителни газопроводи при комуникационни изкопни работи на БТК, ВиК и други.

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 25 хил. лв. за 2025 г., с увеличение на 40 хил. лв. през 2029 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 – 4,0% от УПР, в размер на около 1,4 хил. лв. средногодишно за периода включват: *разходи за работно облекло*, планирани в зависимост от броя персонал; *разходи за горива за автотранспорт*, предвидени с оглед закупуване в началото на 2025 г. на автомобил на дружеството, който ще се ползва и за двете лицензионни дейности, като същите са разпределени в съотношение 85/15% между дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ; *разходи за канцеларски материали*, планирани съгласно достигнатите през 2024 г. разходи, средно по 30 лв./месец;

Разходи за външни услуги – 27,2% от УПР и включват: *разходи за застраховки* на компютърна техника, с която се осъществява поддържане на базата данни след инкасиране и измерване на доставеното количество природен газ на клиентите на дружеството; *пощенски разходи и разходи за телефони*, в размер 460 лв. средногодишно за периода; *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани на база годишен разход за 2024 г. за съответната дейност и сключени договори, включително за счетоводно обслужване и одиторска заверка; *разходи за данъци и лицензионна такса*.

Разходите за амортизации представляват 4,7% от УПР, планирани със средногодишен размер от 1,6 хил. лв. за периода.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял 43,9% от УПР, като размерът им е 15 хил. лв. средногодишно, планирани за непълен работен ден за един служител.

Разходи за социални осигуровки, прогнозирани в размер на 8,7% от УПР, като средногодишният им размер е 3 хил. лв. през разглеждания период. Разходите представляват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Стойността им е изчислена спрямо прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Социални разходи – представляват 3,7% от УПР, предвидени в социалната програма на дружеството – 800 лв. за 2025 г., като достигат 1600 лв. през 2029 г.

Други разходи – представляват 7,8% от УПР и включват: *разходи за охрана на труда*, прогнозирани спрямо броя на персонала, зает в съответната дейност; *разходи за маркетинг и реклама* в размер на 1,5 хил. лв. средногодишно за периода; *разходи за командировки*, прогнозирани в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност в размер на 100 лева за 2025 г. и достигат до 200 лева в 2029 г.; *разходи за публикации*, прогнозирани за четири публикации годишно, при средна стойност на рекламното каре от 200 лв.

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

Газоразпределителната мрежа в община Гоце Делчев не е присъединена към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, поради което „Неврокоп-газ“ АД снабдява клиентите си със сгъстен природен газ. Съгласно чл. 19а от НРЦПГ в случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със сгъстен природен газ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природен газ.

„Неврокоп-газ“ АД е представило копие на Договор № (…) от (…) за доставка на компресиран природен газ, сключен с (…) със срок на действие от (…) години, който се подновява автоматично за още две години, ако някоя от страните не възрази писмено един месец преди изтичането на срока му.

„Неврокоп-газ“ АД е представило обосновка за извършваните от дружеството разходи, свързани с дейностите по снабдяване на клиентите със сгъстен природен газ. Видно от представените данни за размера на ценовата компонента, която отразява разходите за

компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ, се установява, че калкулираните по договора разходи за тези дейности са: цена за компресиране на природния газ в размер на (…) лв./MWh; цена за транспортиране на природния газ в размер на (…) лв./MWh, цена за декомпресиране на природния газ в размер на (…) лв./MWh и цена за подгряване на природния газ в размер на (…) лв./MWh, или общо: **34,82 лв./MWh**.

Предвид горното, за регулаторен период 2025 – 2029 г. дружеството предлага ценовата компонента, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ за лицензионната територия на община Гоце Делчев от „Неврокоп-газ“ АД да бъде в размер на **34,82 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 е видно, че те 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 № 7 и 8:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.) ***Таблица № 7***

№	Позиция	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	999	999	996	996	978
2.	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	6	4	2	0	0
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансирания	61	62	65	62	54
4.	Необходим оборотен капитал	13	17	19	21	22
5.	Регулаторна база на активите	**957**	**958**	**951**	**955**	**946**
6.	Норма на възвръщаемост, %	8,27%	8,27%	8,27%	8,27%	8,27%
7.	Възвръщаемост	**79**	**79**	**79**	**79**	**78**
8.	Разходи, в т.ч.:	**167**	**206**	**216**	**231**	**245**
8.1.	УПР	164	203	213	228	242
8.2.	Променливи разходи	3	3	3	3	3

Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.) ***Таблица № 8***

№	Позиция	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	0	0	0	0	0
2.	Балансова стойност на ДНА	6	4	2	0	0
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансирания	0	0	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	60	67	74	77	77
5.	Регулаторна база на активите	**66**	**71**	**75**	**77**	**77**
6.	Норма на възвръщаемост, %	8,27%	8,27%	8,27%	8,27%	8,27%
7.	Възвръщаемост	**5**	**6**	**6**	**6**	**6**
8.	Разходи, в т.ч.:	**25**	**32**	**35**	**38**	**40**
8.1.	УПР	25	32	35	38	40
8.2.	Променливи разходи	0	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

Дружеството предвижда да използва собствени средства за периода 2025 – 2029 г. Предложената от „Неврокоп-газ“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2025 – 2029 г. е 8,27%, изчислена при 100% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 7,44%, при отчитане на данъчните задължения от 10%.

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 „Неврокоп-газ“ АД 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 изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Неврокоп-газ“ АД е използван МОКА и актуални данни от цитираните по-горе източници, а именно: безрискова премия в размер на 3,9632%; безлостов β коефициент – 0,57, който предвид капиталовата структура, при преобразуване в лостов коефициент запазва стойността си, и обща пазарна рискова премия за Р България от 6,07%. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал се получава 7,44%, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала – 8,27%, като тези стойности съвпадат с предложените от заявителя.

Предвид изложеното е обосновано да бъде приета предложената от „Неврокоп-газ“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала 8,27%, изчислена при 100% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 7,44%, при отчитане на данъчните задължения.

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 № 9 и 10:

Прогнозна консумация (MWh/год.) ***Таблица № 9***

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Промишлени	4584	5144	5632	5978	5978
ОА и търговски	2621	2768	3078	3078	3078
Битови	216	233	249	265	281
Общо	**7420**	**8145**	**8959**	**9322**	**9338**

Прогнозен брой клиенти (бр.) ***Таблица № 10***

Клиенти	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Промишлени	5	6	7	8	8
ОА и търговски	22	23	25	25	25
Битови	40	43	46	49	52
Общо	**67**	**72**	**78**	**82**	**85**

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. Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,442 през 2025 г. на 0,419 през 2029 г., за ОА и търговските – намалява от 0,368 за 2025 г. на 0,359 за 2029 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,190 през 2025 г. на 0,223 през 2029 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,171 през 2025 г. на 0,170 през 2029 г., за ОА и търговските – намалява от 0,333 за 2025 г. на 0,299 за 2029 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,497 през 2025 г. на 0,531 през 2029 г.

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. 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. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът се увеличава от 0,618 през 2025 г. на 0,640 през 2029 г., за ОА и търговските – намалява от 0,353 за 2025 г. на 0,330 за 2029 г., за битовите клиенти нараства от 0,029 през 2025 г. на 0,030 през 2029 г.

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).

Предложените от „Неврокоп-газ“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Гоце Делчев са посочени в таблица № 11:

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

Таблица № 11

Клиентски групи и подгрупи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промишлени:		
до 2500 MWh вкл.	30,12	1,25
над 2500 MWh	19,13	1,25
ОА и търговски:		

до 250 MWh вкл.	38,07	3,05
над 250 MWh	33,56	3,05
Битови	39,55	5,98

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

С оглед гореизложеното и след анализ на представените в заявление с вх. № Е-15-49-8 от 01.10.2024 г., изменено със заявления с вх. № Е-15-49-8 от 24.10.2024 г. и с писмо вх. № Е-15-49-13 от 28.11.2024 г. от „Неврокоп-газ“ АД данни се установява, че „Неврокоп-газ“ АД е формирало цените за пренос през газоразпределителната мрежа и цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител в съответствие с НРЦП. Предложените за утвърждаване цени от „Неврокоп-газ“ АД ще дадат възможност на заявителя да реализира инвестиционната и производствената програма, заложени в бизнес плана на дружеството за периода 2025 – 2029 г.

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 заявения 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 с Районна служба „Пожарна и аварийна безопасност“, Главна дирекция „Инспекция за държавен технически надзор“ (ИДТН) и Независим строителен надзор (НСН) – конструктивна част; сключване на договор за НСН; разходи за проби на якост и плътност; становища по изпълнение на газопроводното отклонение (община, Агенция по кадастъра); 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 – 2029 г. заявителят предвижда изменение на цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Гоце Делчев, посочени в таблица № 12:

Цени за присъединяване ***Таблица № 12***

Клиентски групи	**Цени (лв./клиент)**
Промишлени	4175
ОА и търговски	2968
Битови:	594

Забележка: предложените цени са в лева, без ДДС.

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.

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 01.01.2025 г., на „Неврокоп-газ“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от

краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Гоце Делчев за регулаторен период с продължителност от пет години, както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти:

до 2500 MWh вкл.	30,12 лв./MWh;
над 2500 MWh	19,13 лв./MWh;

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти:

до 250 MWh вкл.	38,07 лв./MWh;
над 250 MWh	33,56 лв./MWh;
1.3. За битови клиенти	39,55 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 246 хил. лв.; за 2026 г. – 285 хил. лв.; за 2027 г. – 295 хил. лв.; за 2028 г. – 310 хил. лв.; за 2029 г. – 324 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 7420 MWh/год.; за 2026 г. – 8145 MWh/год.; за 2027 г. – 8959 MWh/год.; за 2028 г. – 9322 MWh/год.; за 2029 г. – 9338 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,27%.

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

3.1. За промишлени клиенти:

до 2500 MWh вкл.	111,96 лв./MWh;
над 2500 MWh	111,96 лв./MWh;

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти:

до 250 MWh вкл.	113,76 лв./MWh;
над 250 MWh	113,76 лв./MWh;
3.3. За битови клиенти:	116,69 лв./MWh.

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

4.1. Цена на природния газ:	75,89 лв./MWh;

4.2. Цена за снабдяване, както следва:

4.2.1. За промишлени клиенти:

до 2500 MWh вкл.	1,25 лв./MWh;
над 2500 MWh	1,25 лв./MWh;

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти:

до 250 MWh вкл.	3,05 лв./MWh;
над 250 MWh	3,05 лв./MWh;
4.2.3. За битови клиенти	5,98 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 34,82 лв./MWh.

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

Необходими годишни приходи: за 2025 г. – 31 хил. лв.; за 2026 г. – 38 хил. лв.; за 2027 г. – 42 хил. лв.; за 2028 г. – 44 хил. лв.; за 2029 г. – 46 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2025 г. – 7420 MWh/год.; за 2026 г. – 8145 MWh/год.; за 2027 г. – 8959 MWh/год.; за 2028 г. – 9322 MWh/год.; за 2029 г. – 9338 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 8,27%.

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

6.1. За промишлени клиенти	4175 лв./клиент;
6.2. За обществено-административни и търговски клиенти	2968 лв./клиент;
6.3. За битови клиенти	594 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.

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:
ЮЛИЯН МИТЕВ
(*съгласно Заповед № 1440 от 05.12.2024 г.*)