

**РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**Комисия за енергийно
и водно регулиране**РЕШЕНИЕ****№ Ц-41
от 30.12.2025 г.****КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

на закрито заседание, проведено на 30.12.2025 г., като разгледа заявление с вх. № Е-15-20-46#1 от 11.12.2025 г. за утвърждаване на цена за месец януари 2026 г., по която общественият доставчик да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, доклад с вх. № Е-ДК-1580 от 18.12.2025 г., както и събраните данни от проведеното на 29.12.2025 г. открито заседание, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-20-46#1 от 11.12.2025 г. от „Булгаргаз“ ЕАД с искане за утвърждаване на цена за месец януари 2026 г., по която общественият доставчик да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, включително компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото по чл. 11а, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) и компонента за дейността „обществена доставка“ по чл. 17, ал. 7 от същата наредба. „Булгаргаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване цена на природния газ за м. януари 2026 г. в размер на 60,95 лв./MWh или 31,16 евро/MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС), включително компонента за дейността „обществена доставка“ в размер на 1,25 лв./MWh и компонента „задължения към обществото“ в размер на 0,32 лв./MWh. Посоченото по-горе заявление и неговите приложения са обозначени с гриф „търговска тайна“. В тази връзка, заявителят е предоставил и нероверителен вариант, заведен в деловодната система на КЕВР с вх. № Е-15-20-46 от 11.12.2025 г.¹ За разглеждане и анализ на заявление № Е-15-20-46#1 от 11.12.2025 г. е сформирана работна група със Заповед № 3-Е-390 от 15.12.2025 г. на председателя на КЕВР.

Резултатите от извършения анализ на заявлението и приложенияте към него документи са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1580 от 18.12.2025 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 362 от 19.12.2025 г., по т. 1. Приетият от КЕВР доклад е публикуван на интернет страницата на Комисията. В изпълнение на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 29.12.2025 г. е проведено открито заседание за обсъждане на доклад с вх. № Е-ДК-1580 от 18.12.2025 г. На откритото заседание е присъствал изпълнителният директор на „Булгаргаз“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения от КЕВР доклад и няма възражения по него.

С писмо с изх. № Е-15-20-46 от 22.12.2025 г. КЕВР е изисквала от обществения доставчик да представи копия на уведомление за резултатите от проведен търг за (...) капацитетен продукт във входна точка на гръцката газопреносна мрежа Амфитрити, както и всички документи, имащи отношение към формирането на цената на природния газ за месец януари 2026 г.

¹ На основание чл. 18, ал. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 37 от Закона за защита на конкуренцията, в публикуваната версия на това решение, някои от данните са заличени в съответствие с правилата за защита на търговска тайна или друга, защитена по закон информация. Заличените данни са свързани с конкретни параметри (стойности и др.), посочени от „Булгаргаз“ ЕАД като търговска тайна и са отбелязани с (...).

С писмо с вх. № Е-15-20-46 от 29.12.2025 г. „Булгаргаз“ ЕАД е предоставило: информация за резервиран капацитет в точка Амфитрити на гръцката газопреносна мрежа (посока изход Кулата/Сидирокастро) в размер от (...) MWh/ден, извадка от страницата на (...) относно приложимия (...) по Споразумението с Botaş Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi, както и копие на фактура № (...) от (...), издадена от Metlen Energy and Metals S.A. Дружеството е информирало КЕВР за приети искания от страна на негови клиенти за увеличение на месечните количества природен газ за доставка, поради което количеството природен газ за м. януари 2026 г. е в размер на (...) MWh. С посоченото писмо „Булгаргаз“ ЕАД е предложило за м. януари 2026 г. цена за продажба на природен газ на крайните снабдителите и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 60,92 лв./MWh или 31,15 евро/MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС), при компонента „цена на природния газ на вход на газопреносните мрежи“ в размер на 59,35 лв./MWh, компонента за дейността „обществена доставка“ в размер на 1,25 лв./MWh и компонента „задължение към обществото“ в размер на 0,32 лв./MWh.

След обсъждане и анализ на всички събрани данни и документи, Комисията приема за установено следното:

С Решение № Ц-35 от 01.12.2025 г. КЕВР е утвърдила за месец декември 2025 г. цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 63,01 лв./MWh или 32,22 евро/MWh (без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС).

Съгласно чл. 30, ал. 2 от ЗЕ, цените на природния газ не подлежат на регулиране при установяване от КЕВР наличието на конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените при пазарни условия. Към момента, на пазара на природен газ в Р България сделките с природен газ се извършват по свободно договорени цени на организиран борсов пазар и по двустранни договори, както и по регулирани цени на пазара, на който „Булгаргаз“ ЕАД извършва дейност в качеството си на обществен доставчик. Освен това, като титуляр на лицензия за дейността „обществена доставка на природен газ“, „Булгаргаз“ ЕАД извършва услуга от обществен интерес, която се предоставя на крайните снабдителите и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, с определено качество и по регулирана цена, както и не може да бъде отказвана без законоустановена причина – чл. 178б, изр. второ от ЗЕ във връзка с §1, т. 66б от Допълнителните разпоредби на ЗЕ. Това фактическо положение съществено влияе върху свободното договаряне на цените при пазарни условия, поради което Комисията следва да регулира цената, по която общественият доставчик продава природен газ.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 7 от ЗЕ на регулиране от КЕВР подлежи цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителите на природен газ и на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия. Цената на обществения доставчик включва компонента „цена на вход на газопреносните мрежи“ и компонента за дейността „обществена доставка“, които се формират, респективно утвърждават, по правилата на чл. 17 от НРЦПГ и свързаните с него разпоредби от същата наредба. Тази цена може да включва и компонента „задължение към обществото“, към която са приложими правилата на чл. 11а от НРЦПГ. Съгласно чл. 10, ал. 2 от НРЦПГ Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите, които се включват в регулираната цена, като преценява тяхната икономическа обоснованост. Утвърдената от КЕВР цена на природния газ на обществения доставчик трябва да възстановява икономически обоснованите разходи за дейността му – основен принцип по чл. 31, т. 2 от ЗЕ, чието спазване КЕВР е длъжна да гарантира при изпълнение на правомощията си за ценово регулиране. Друг основен принцип, от който се ръководи Комисията при изпълнение на регулаторните си правомощия е осигуряването на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите – чл. 23, т. 4 от ЗЕ. В допълнение, чл. 2, ал. 1, т. 4 от ЗЕ определя като основна цел на този закон създаването на предпоставки за енергийни доставки при минимални разходи. Също така, задължение на обществения доставчик по т. 2.4. от лицензия № Л-214-14 от 29.11.2006 г. за дейността „обществена доставка на природен газ“ е да извършва лицензионната дейност с

минимални и икономически обосновани разходи, като повишава ефективността на дейността си с цел сигурност на доставката на природен газ.

Ценообразуващите елементи на предложената от „Булгаргаз“ ЕАД цена са, както следва:

I. Компонента „цена на природния газ на вход на газопреносните мрежи“:

1. Прогнозни количества природен газ за вътрешния пазар

Със заявление с вх. № Е-15-20-46#1 от 11.12.2025 г. „Булгаргаз“ ЕАД е посочило, че последно заявеното му прогнозно общо количество природен газ за вътрешния пазар за м. януари 2026 г. е в размер на (...) MWh, от което за дейността „обществена доставка на природен газ“ – (...) MWh или (...)%, и по двустранните договори – (...) MWh или (...)%.

Впоследствие, с писмо с вх. № Е-15-20-46 от 29.12.2025 г. общественият доставчик е посочил, че общото количество природен газ за вътрешния пазар за м. януари 2026 г. е в размер на (...) MWh, от което за дейността „обществена доставка на природен газ“: (...) MWh или (...)%, и по двустранните договори: (...) MWh или (...)%.

„Булгаргаз“ ЕАД е формирало прогнозното общо количество природен газ за вътрешния пазар от следните източници за доставка: по договор от (...) за доставка на природен газ с азербайджанска компания – (...) MWh ((...)% от общото количество природен газ); по договор с Metlen Energy and Metals S.A. (Метлен) – (...) MWh ((...)% от общото количество природен газ); по договор с (...) – (...) MWh ((...)% от общото количество природен газ), както и от добив от подземно газово хранилище (ПГХ) „Чирен“ – (...) MWh ((...)% от общото количество природен газ).

2. Цени по източници за доставка на природен газ за вътрешния пазар:

2.1. Доставка на количества природен газ по договор с азербайджанска компания

„Булгаргаз“ ЕАД е предвидило по договор с азербайджанска компания през м. януари 2026 г. да бъдат доставени количества природен газ в размер на (...) MWh/ден или (...) MWh месечно, при цена, изчислявана по формулата на чл. (...) от договора, а именно: цената се изчислява в щатски долари/MWh на тримесечие, при (...), равна на (...) щатски долара/MWh и елемент (...), равен на (...) щатски долара/MWh и при отчитане на цените на алтернативните на природния газ горива – мазут със съдържание на сяра 1% и газьол със съдържание на сяра 0,1%, при тяхната средноаритметична месечна стойност за (...) период, завършващ един месец преди датата на преизчисляване на цената по договора. Точката на доставка по договора с азербайджанска компания е точката на междусистемно свързване на газопроводите TAP и IGB – Комотини.

Предвид горното, доставната цена на природния газ по договора с азербайджанска компания за месец януари 2026 г. е (...) щатски долара/MWh ((...) лв./MWh, при обменен курс от 1,69189 лв. за 1 щатски долар), при средноаритметична месечна стойност на цените на алтернативните горива за I тримесечие 2026 г., за (...) период от (...) до (...), както следва: за мазут със съдържание на сяра 1% – (...) щатски долара/mt и за газьол със съдържание на сяра 0,1% – (...) щатски долара/mt.

Към цената на природния газ се добавят разходи за капацитет и пренос на природен газ през газопровода IGB, които се заплащат съгласно подписано между „Ай Си Джи Би“ АД и „Булгаргаз“ ЕАД Споразумение от (...) за пренос на газ. В тази връзка, „Булгаргаз“ ЕАД е резервирало по време на процедурата Open Season за газопровода IGB необходимите капацитетни продукти за количества природен газ в размер на (...) MWh/ден. Също така, с оглед преноса на количествата природен газ по договора с азербайджанска компания в размер на (...) MWh/ден, „Булгаргаз“ ЕАД е сключило споразумение с „Ай Си Джи Би“ АД за осигуряване на допълнителен капацитет от (...) MWh/ден.

Разходите за капацитет и пренос през газопровода IGB за м. януари 2026 г. са в размер на 1 446 674,47 евро или 2 829 449,33 лв., при обменен курс 1,95583 лв./евро, като така изчислената сума съответства както на издадените на заявителя от ICGB фактури за пренос на природен газ за предходни месеци, така и на публикуваната от „Ай Си Джи Би“ АД тарифа за 2026 г.

Предвид гореизложеното, крайната цена за (...) MWh природен газ по договора с азербайджанска компания е в размер на (...) лв./MWh, в т.ч.: цена на природния газ – (...)

лв./MWh и цена за капацитет и пренос през газопровода IGB в размер на (...) лв./MWh. Цената за капацитет и пренос през газопровода IGB е изчислена при разходи в размер на 2 829 449,33 лв. и количества природен газ за доставка през м. януари 2026 г. – (...) MWh.

2.2. Доставка на втечен природен газ (ВПГ) по договор с Метлен в Р Гърция

„Булгаргаз“ ЕАД е посочило, че за осигуряване на заявки на негови клиенти за газова година 2025/2026 е организирано търгове за доставка на 4 товара ВПГ в терминала за съхранение и регазификация на ВПГ в гр. Александруполис, Р Гърция. Въз основа на проведените търгове, за изпълнители на доставките за месеците декември 2025 г. и януари 2026 г. „Булгаргаз“ ЕАД е избрало Метлен.

През м. януари 2026 г. „Булгаргаз“ ЕАД предвижда да използва за доставка до клиенти на регулирания пазар и по двустранни договори количества ВПГ, в общ размер на (...) MWh, от които (...) MWh, доставени от Метлен през м. декември 2025 г., както и (...) MWh, с планирана доставка от Метлен през м. януари 2026 г.

2.2.1. Доставка на ВПГ през м. декември 2025 г.

През м. януари 2026 г. „Булгаргаз“ ЕАД предвижда да използва за доставка до клиенти на регулирания пазар и по двустранни договори количество ВПГ в размер на (...) MWh, доставено от Метлен през периода (...) на терминала за съхранение и регазификация на ВПГ в гр. Александруполис, Р Гърция въз основа на Рамков договор от (...) за продажба и покупка на ВПГ и Потвърждение (...) от (...) за доставка на един товар ВПГ през м. декември 2025 г., със следните параметри: количество ВПГ за доставка в размер на (...) MMBtu (~(...) MWh) $\pm 5\%$; място на доставка: основен терминал – терминал за съхранение и регазификация на ВПГ в гр. Александруполис, Р Гърция и алтернативни терминали в Р Турция (...); дата на доставка – (...); цена: TTF (...) (по данни от (...)) за месеца на доставка, (...) евро/MWh. TTF (...) означава средната стойност, закръглена до три знака след десетичната запетая, на месечните TTF ценови котировки (...) за месеца, през който е дължима цената, публикувани в (...) за всички дни, в които е публикувана цена за месеца, предхождащ месеца на сключване на Потвърждението. (...)

„Булгаргаз“ ЕАД е представило Сертификат SGS № (...), съгласно който доставеното през периода (...) от Метлен в терминала – Александруполис, Р Гърция количество ВПГ е в размер на (...) MWh, от което заявителят предвижда да използва (...) MWh за доставка до клиенти на регулирания пазар и по двустранни договори през м. януари 2026 г.

Цената за (...) MWh по договора с Метлен е в размер на (...) евро/MWh или (...) лв./MWh в съответствие с издадената от Метлен фактура № (...) от (...) за доставка на природен газ през м. декември 2025 г.

2.2.2. Планирана за м. януари 2026 г. доставка на ВПГ

През м. януари 2026 г. „Булгаргаз“ ЕАД предвижда да използва за доставка до клиенти на регулирания пазар и по двустранни договори количество ВПГ в размер на (...) MWh, с планирана доставка от Метлен през м. януари 2026 г. на терминала за съхранение и регазификация на ВПГ в гр. Александруполис, Р Гърция. В тази връзка и въз основа на Рамков договор от (...) за продажба и покупка на ВПГ, между заявителя и Метлен е подписано Потвърждение (...) от (...) за доставка на един товар ВПГ през м. януари 2026 г., със следните параметри: количество ВПГ за доставка в размер на (...) MMBtu (~(...) MWh) $\pm 5\%$; място на доставка: основен терминал – терминал за съхранение и регазификация на ВПГ в гр. Александруполис, Р Гърция и алтернативни терминали в Р Турция (...); дата на доставка – (...); цена: (...) евро/MWh.

Предвид горното, цената за (...) MWh, планирани за доставка от Метлен през м. януари 2026 г. е в размер на (...) евро/MWh или (...) лв./MWh.

За доставка и регазификация на количества ВПГ в терминала в Александруполис, „Булгаргаз“ ЕАД и Gastrade S.A. са сключили Споразумение № (...) от (...) за ползване на терминала за втечен природен газ (LNG) Александруполис (Споразумение № (...) от (...)), за срок от десет години от датата на започване на услугите – датата на въвеждане в експлоатация на терминала. В тази връзка, заявителят е посочил, че е съгласувал с Gastrade S.A. програма за доставка на ВПГ, която за газова година 2025/2026 предвижда доставка на 5 товара ВПГ от 1 025 000 MWh всеки, при следните дати за разтоварване: (...), (...), (...), (...) и (...).

„Булгаргаз“ ЕАД е резервирало капацитет по Споразумение № (...) от (...), който е определен в Приложение № (...) към споразумението, изменено със Споразумение за изменение № (...) от (...). За срока на Споразумение № (...) от (...) (Споразумението) резервираният от „Булгаргаз“ ЕАД капацитет е в размер на (...) MWh/ден. Според чл. (...), буква (...) от Споразумение № (...) от (...) „Булгаргаз“ ЕАД дължи месечно плащане за капацитет (МПК), което се изчислява по следната формула: (...).

Според чл. (...) на Споразумение № (...) от (...) Референтната тарифа (...) е тарифа, изразена в евро/kWh/ден/година, и е равна на (...) евро/kWh/ден/година, приложима на датата на започване на услугите – датата на въвеждане в експлоатация на терминала, или (...).

Според чл. (...), буква (...) от Споразумение № (...) от (...), Годишната брутна тарифа за следващата договорна година се изчислява по следната формула: (...).

Тарифата се изчислява въз основа на тарифата за предходната година, умножена по инфлационния индекс. Според чл. (...) на Споразумение № (...) от (...), Индекс на инфлацията (...) е индексът, който (...)

Годишната брутна тарифа за газова година 2025/2026 е в размер на (...) евро/kWh/D/Y, като е изчислена по данни от Gastrade S.A. за Референтната тарифа в размер на (...) евро/kWh/ден/година и инфлационен индекс в размер на (...), публикувани на интернет страницата на дружеството – <https://www.gastrade.gr/en/services/#service-tariffs>.

Прилагайки горните формули, разходите за резервирания капацитет по Споразумение № (...) от (...) за количествата ВПГ от Метлен в общ размер на (...) MWh възлизат на (...) евро/MWh или (...) лв./MWh.

За покриване на технологични разходи и загуби, чл. (...) от Споразумение № (...) от (...) предвижда право за Gastrade S.A. преди регазификация на разтоварен на терминала товар ВПГ да извършва прогнозно удържане на пропорционален дял от съответния товар. Според чл. (...), буква (...) от Споразумение № (...) от (...) прогнозното удържане е (...). Предвид това, съгласно чл. (...), буква (...) от Споразумение № (...) от (...), (...). Пропорционалният дял ще бъде изчислен като (...). В тази връзка, Gastrade S.A. е уведомило „Булгаргаз“ ЕАД, че прогнозното удържане през газова година 2025/2026 е равно на (...) % от всяко доставено кargo.

Предвид горното, Gastrade S.A. ще удържи през м. януари 2026 г.: (...) MWh от количествата ВПГ, доставени от Метлен през м. декември 2025 г. и (...) MWh от количествата ВПГ, предвидени за доставка от Метлен през м. януари 2026 г. „Булгаргаз“ ЕАД е включило разходи за прогнозно удържане въз основа на цените, по които купува ВПГ от Метлен, а именно: (...) лв. за количествата от доставката през м. декември 2025 г., при цена в размер на (...) евро/MWh или (...) лв./MWh и (...) лв. за количествата, с планирана доставка през м. януари 2026 г., при цена в размер на (...) евро/MWh или (...) лв./MWh.

Съгласно т. 10.3.4 (а) от Мрежовия кодекс на терминала за съхранение и регазификация на ВПГ в гр. Александруполис, разходите, направени от Оператора на терминала във връзка с извършване на проучване за съвместимост на танкера с терминала, са за сметка на ползвателя. В тази връзка, на база на фактуриран разход за предходни периоди, „Булгаргаз“ ЕАД е предвидило разход в размер на (...) евро или (...) лв. за проучване на танкера, който през м. януари 2026 г. ще достави количествата ВПГ от Метлен.

Също така, на база на фактуриран разход за предходен период, „Булгаргаз“ ЕАД е предвидило разход в прогнозен размер на (...) евро или (...) лв. за издаване на сертификат от SGS за удостоверяване на действително полученото през м. януари 2026 г. в терминала количество ВПГ от Метлен, както и проверка на качеството му.

За пренос на количествата природен газ от Метлен в общ размер на (...) MWh до българската граница, „Булгаргаз“ ЕАД ще използва следните капацитетни продукти: за (...) MWh – резервиран (...) капацитетен продукт във входна точка на гръцката газопреносна мрежа Амфитрити (точка на присъединяване на терминала на Gastrade S.A. към гръцката газопреносна мрежа), с единична цена (...) евро/MWh или (...) лв./MWh, резервиран (...) капацитетен продукт в изходна точка на гръцката газопреносна мрежа Комотини, с единична цена (...) евро/MWh или (...) лв./MWh и резервиран (...) капацитетен продукт във входна точка Комотини и изходна точка Стара Загора на газопровода IGB, с единична цена (...)

лв./MWh; за (...) MWh – резервиран (...) капацитетен продукт във входна точка на гръцката газопрееносна мрежа Амфитрити, с единична цена (...) евро/MWh или (...) лв./MWh, резервиран (...) капацитетен продукт в изходна точка на гръцката газопрееносна мрежа Комотини, с единична цена (...) евро/MWh или (...) лв./MWh и резервиран (...) капацитетен продукт във входна точка Комотини и изходна точка Стара Загора на газопровода IGB, с единична цена (...) лв./MWh; за (...) MWh – резервиран (...) капацитетен продукт в размер на (...) MWh във входна точка на гръцката газопрееносна мрежа Амфитрити, с единична цена (...) евро/MWh или (...) лв./MWh, резервиран (...) капацитетен продукт в размер на (...) MWh във входна точка на гръцката газопрееносна мрежа Амфитрити, с единична цена (...) евро/MWh или (...) лв./MWh и резервиран (...) капацитетен продукт в размер на (...) MWh в изходна точка на гръцката газопрееносна мрежа Кулата/Сидирокастро, с единична цена (...) евро/MWh или (...) лв./MWh.

Предвид всичко гореизложено, общите прогнозни разходи за доставка на (...) MWh от Метлен са в размер на (...) лв. и формират цена (...) лв./MWh.

2.3. Доставка на ВПГ по договор с (...) в Р Турция

„Булгаргаз“ ЕАД е посочило, че за да осигури необходимите количества природен газ, в случай на повишаване на заявките на клиентите през есенно-зимния сезон на 2025/2026 газова година е организирано търг за доставка през (...) на един товар ВПГ на терминал (...), Р Турция. Въз основа на проведения търг, „Булгаргаз“ ЕАД е избрало (...) за изпълнител на доставката.

„Булгаргаз“ ЕАД е предвидило през м. януари 2026 г. да използва за доставка до клиенти на регулирания пазар и по двустранни договори количества ВПГ в размер на (...) MWh, доставени от (...) през (...) на терминал за ВПГ в Р Турция, въз основа на Рамков договор от (...) за продажба и покупка на ВПГ и Потвърждение от (...) за доставка на един товар ВПГ, със следните параметри: количество ВПГ за доставка в размер на (...) MWh $\pm 5\%$; място на доставка: терминал за ВПГ (...), Р Турция; график на доставка: (...); цена на доставка (...) евро/MWh или (...) лв./MWh. Съгласно т. (...) от Потвърждение от (...), купувачът е длъжен да възстанови на продавача документираните, действително и разумно направени (...). В тази връзка, за (...), „Булгаргаз“ ЕАД е включило прогнозен разход в размер на (...) евро/MWh, който дружеството следва да заплати на (...). За изчисляването на тази прогнозна стойност, заявителят е използвал стойността на предходно направени за (...) разходи. В случай че стойността по окончателно издадената фактура за тези разходи се различава от прогнозната, разликата ще бъде отразена в отчета на дружеството за м. януари 2026 г.

„Булгаргаз“ ЕАД е представило копие на сертификат № (...) от (...), съгласно който количеството, доставеното от (...) в терминала за ВПГ (...), Р Турция, е в размер на (...) MWh, от което заявителят предвижда да използва (...) MWh за доставка до клиенти на регулирания пазар и по двустранни договори през м. януари 2026 г.

Количеството ВПГ от (...) в размер на (...) MWh ще бъде доставено от Botaş Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi (Боташ) в точка на междусистемно свързване Малкочлар/Странджа. „Булгаргаз“ ЕАД е сключило с Боташ Споразумение от (...) (Споразумението), според което през всеки ден на доставка продавачът осигурява в точката на доставка – точка на междусистемно свързване Малкочлар/Странджа, а купувачът има право да закупи количество в размер до дневното договорено количество (ДДК). ДДК за 2026 г. по Споразумението е в размер на (...) MWh/ден, като размерът на дневното плащане е (...) щатски долара, което се умножава по ДДК. Съгласно чл. (...) от Споразумението, считано от (...), размерът на дневното плащане се индексира по следната формула: (...), където: (...) щатски долара е цената за доставка; (...) е дневното количество в MWh; (...): е (...), което е (...); (...): е (...), или (...) за (...). Следователно, (...). Предвид това, дневното плащане за 2026 г. по Споразумението е в размер на (...) щатски долара/MWh ((...)) или (...) лв./MWh. Съгласно Споразумението цената на природния газ не е включена в сумата на дневното плащане.

Предвид горното, общите прогнозни разходи за доставка на (...) MWh от (...) са в размер на (...) лв., включващи разходи за доставка, регазификация и пренос до българска граница, като формират цена в размер на (...) лв./MWh.

2.4. Природен газ от добив от ПГХ „Чирен“

За доставка до клиенти на регулирания пазар и по двустранни договори през м. януари 2026 г. „Булгаргаз“ ЕАД е предвидило да добие от ПГХ „Чирен“ количество природен газ в общ размер на (...) MWh, от които (...) MWh от партида „План за действие при извънредни ситуации“, при прогнозна цена (...) лв./MWh, и (...) MWh от партида „Търговски количества“, при прогнозна цена (...) лв./MWh.

Прогнозната цена за количествата природен газ от партида „План за действие при извънредни ситуации“ в размер на (...) лв./MWh е формирана като среднопретеглена от количествата природен газ, нагнетени в ПГХ „Чирен“ към края на м. септември 2025 г. в размер на (...) MWh, с единична цена (...) лв./MWh – съгласно справка от счетоводната система „Ажур L“ на дружеството и при отчитане на добитите до момента количества природен газ, както и на планираните за добив от ПГХ „Чирен“ количества природен газ през месеците декември 2025 г. и януари 2026 г.

Прогнозната цена за количествата природен газ от партида „Търговски количества“ в размер на (...) лв./MWh е формирана като среднопретеглена от количествата природен газ, нагнетени в ПГХ „Чирен“ към края на м. септември 2025 г. в размер на (...) MWh, с единична цена (...) лв./MWh – съгласно справка от счетоводната система „Ажур L“ на дружеството, при отчитане на нагнетените през м. ноември 2025 г. количества природен газ в размер от (...) MWh, с прогнозна цена от (...) лв./MWh и планираните за нагнетяване през м. декември 2025 г. (...) MWh природен газ, с прогнозна цена от (...) лв./MWh.

Прогнозните цени за количествата природен газ от партиди „План за действие при извънредни ситуации“ и „Търговски количества“ отчитат и разходите за пренос през входно/изходна точка Газоизмервателна станция „Чирен“ в размер на (...) лв./MWh, изчислени при прилагане на цената за пренос на природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД за газова година 2025/2026, формирана от технологична компонента в размер на (...) лв./MWh и такса неутралност при балансиране в размер на (...) лв./MWh.

3. Валутният курс на лева към щатския долар, усреднен за месеца, предхождащ месеца на внасяне на предложението за утвърждаване на цени, а именно: 01.11.2025 – 30.11.2025 г., изчислен на база публикуваните котировки на Българската народна банка (БНБ), е в размер на 1,69189 лв. за 1 щатски долар.

С оглед горното, предвид сключените от „Булгаргаз“ ЕАД договори за доставка на природен газ на българския пазар, общите прогнозни разходи за доставка на природен газ до входа на газопреносните мрежи за м. януари 2026 г. са (...) лв., в резултат на което компонентата „цена на вход на газопреносните мрежи“ е в размер на 59,35 лв./MWh.

II. Компонента за дейността „обществена доставка“:

Съгласно чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителите и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, включва и компонента за дейността „обществена доставка“ в размер до 2,5 на сто в годишен аспект от средната покупна цена на природния газ. Съгласно чл. 17, ал. 8 от НРЦПГ, компонентата включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала за дейността обществена доставка, определени по реда на чл. 10 и 13 от НРЦПГ. При наличие на общи разходи за обществена доставка на природен газ и за доставка на природен газ по двустранни договори тези разходи се разпределят пропорционално на количествата природен газ към съответната дейност.

Към заявлението, „Булгаргаз“ ЕАД е представило справка за общото количество природен газ за 2026 г. и относителния дял на количествата за дейността „обществената доставка“ и по двустранните договори, а именно: общото количество природен газ за 2026 г. е в размер на (...) MWh, при следното разпределение: за дейността „обществената доставка“ – (...) MWh или (...) % от общото количество природен газ, и по двустранни договори – (...) MWh или (...) % от общото количество природен газ.

Дружеството е представило отчетни данни по икономически елементи за периода януари – ноември 2025 г. и прогнозни стойности за м. декември 2025 г. на общите годишни разходи и разпределението им за дейността „обществена доставка“ и по двустранни договори, като отчетените разходи за 2025 г. са представени въз основа на утвърденото процентно дялово разпределение за дейността „обществена доставка“ и по двустранни договори за 2025

г. Утвърдените на дружеството *общи* прогнозни годишни разходи за 2025 г. са в размер на (...) хил. лв., от които (...) хил. лв. са условно-постоянни разходи (УПР) и (...) хил. лв. – променливи разходи (ПР). Отчетените от дружеството *общи* разходи за периода януари – ноември 2025 г. и прогнозни стойности за декември 2025 г. са (...) хил. лв., от които (...) хил. лв. УПР и (...) хил. лв. са ПР. Утвърдените прогнозни годишни разходи *за дейността „обществена доставка на природен газ“* по икономически елементи за 2025 г. са в размер на (...) хил. лв., а отчетните разходи за периода януари – ноември 2025 г. и прогнозни стойности за декември 2025 г. са в размер на (...) хил. лв.

„Булгаргаз“ ЕАД е представило справка за общите прогнозни разходи за 2026 г., като тяхната сума е (...) хил. лв., в това число УПР – (...) хил. лв. и ПР – (...) хил. лв. Дружеството е представило и разпределението на разходите, според дела на горепосочените количества природен газ, а именно: за дейността „обществена доставка“ – общо (...) хил. лв., от които УПР – (...) хил. лв. и ПР – (...) хил. лв., а за доставка на природен газ по двустранни договори – общо – (...) хил. лв., от които УПР – (...) хил. лв. и ПР – (...) хил. лв. За 2026 г. „Булгаргаз“ ЕАД е планирало променливи разходи за съхранение на нагнетените от дружеството в ПГХ „Чирен“ количества природен газ, извън тези по Плана за действие при извънредни ситуации за гарантиране на сигурността на доставките на природен газ на Република България, одобрен от министъра на енергетиката (План) в размер на (...) хил. лв.

Дружеството е посочило, че променливите разходи за 2026 г. са прогнозираны с приблизително еднакъв размер спрямо отчетните данни за 2025 г., като след разделянето на съхраняваните в ПГХ „Чирен“ количества природен газ на партии, за балансиране на портфолиото си на дневна база дружеството използва основно партия „Търговски количества“, тъй като количествата в партия „План за извънредни ситуации“ не са на конкурентна цена (нагнетени са през 2022 г. в периода на най-високите цени на природния газ).

Дружеството е изложило следните аргументи по отношение на прогнозираните за 2026 г. разходи:

Предвидените от „Булгаргаз“ ЕАД разходи по икономически елементи за 2026 г. са резултат от очаквано начисляване на оптимизирани разходи за материали, външни услуги, амортизации, трудови възнаграждения, социални осигуровки и др. По отношение планираните УПР, заявителят е отбелязал, че за прогнозната им стойност за 2026 г. е по-ниска с (...) хил. лв. в сравнение с отчетените до момента разходи за 2025 г. (за периода януари – октомври 2025 г. и прогнозни стойности за месеците ноември и декември 2025 г.) Изменението се дължи на: намален размер на разходите за съдебни такси и правни консултации, посочени в *експертни, консултантски и одиторски разходи*; намаление със (...) хил. лв. на *разходите за застраховки*, предвид намалената застрахователната сума за съхранения природен газ, дължащо се на по-малкото планирано за съхранение в ПГХ „Чирен“ количество природен газ, както и на заложеното от застрахователя по-ниско годишно тарифно число при изчислението на застрахователната сума; увеличение на *разходите за заплати и възнаграждения*; увеличение на *разходите за управление* по договор с „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД); покачване с (...) хил. лв. на *разходите за амортизация* в резултат на провежданата инвестиционна програма на дружеството, като разходите за амортизация са разчетени на база съществуващите и планираните за закупуване активи, съгласно прогнозната инвестиционна програма на дружеството; незначително покачване с (...) лв. на *разходите за членство в организации*, предвид членството в European Federation of Energy Traders – EFET.

Общата сума на прогнозните годишни разходи за дейността „обществена доставка“ за 2026 г. е в размер на (...) хил. лв., от които УПР са (...) хил. лв., разпределени пропорционално за всеки от периодите на изменение на цената на природния газ и за месец януари 2026 г. възлизат на (...) хил. лв., ПР за м. януари 2026 г. са в размер на (...) хил. лв.

Съгласно чл. 17, ал. 11 от НРЦПГ, при изчисляването на компонентата за дейността „обществена доставка“ в прогнозните годишни променливи разходи се включват разходите за съхранение на природен газ, които се изчисляват въз основа на представен от дружеството план за количества природен газ за нагнетяване и добив, остойностени с действащата цена за съхранение, утвърдена от Комисията. От приложената обосновка е видно, че „Булгаргаз“ ЕАД

планира да съхранява количества природен газ, извън тези по Плана, поради което за 2026 г., в т.ч. за м. януари 2026 г., има планирани променливи разходи в размер на (...) лв. Тези разходи се формират от разходи за закупен годишен интегриран продукт в размер от (...) интегрирани единици, изчислени на база единична цена на интегрирана единица (...) лв., формирана като базова цена за интегрирана единица, увеличена с (...) % тръжна премия, съгласно предоставени нотификация за резервиране на годишен интегриран продукт (с писмо вх. № Е-15-20-19 от 29.04.2025 г.).

Съгласно чл. 17, ал. 11, изр. второ от НРЦПГ при периодичното изменение на цената на природния газ следва да бъде отчитана разликата между прогнозните и реално отчетените от „Булгаргаз“ ЕАД разходи за съхранение на количества природен газ, извън тези по Плана. В тази връзка, променливите разходи за м. януари 2026 г. в размер на (...) лв. са увеличени с разликата между прогнозните и отчетните променливи разходи за м. ноември 2025 г. в размер на (...) лв., изчислена на база издадени от „Булгартрансгаз“ ЕАД фактури. В тази връзка, дружеството е предоставило следните фактури: № 0040000918 от 05.05.2025 г. за годишни тръжни премии при участие в разпределение на капацитет за съхранение, нагнетяване и добив на количества извън План за действие при извънредни ситуации; № 0040001119 от 04.11.2025 г. за годишен интегриран продукт търговско съхранение; № 0000503341 от 07.11.2025 г. за закупен допълнителен капацитет за съхранение за м. ноември 2025 г. в размер на (...) MWh; № 0040001142 от 03.12.2025 г. за дневен прекъсваем продукт за нагнетяване и услуга по нагнетяване, съхранение и добив, както и № 0040001169 от 03.12.2025 г. за тръжна премия за закупен допълнителен капацитет за съхранение търговски количества.

Предвид всичко гореизложено, общият размер на променливите разходи за м. януари 2026 г. е (...) лв. При периодичното изменение на цената на природния газ през 2026 г. ще се отчита разликата между прогнозните и реално отчетените от „Булгаргаз“ ЕАД разходи за съхранение, извън тези по Плана.

„Булгаргаз“ ЕАД е представило и справка за прогнозната обща стойност на активите за 2026 г., която е в размер на (...) хил. лв., със следното разпределение: за дейността „обществена доставка“ – (...) хил. лв., за доставка на природен газ по двустранни договори – (...) хил. лв.

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 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 цена.

„Булгаргаз“ ЕАД е изчислило среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала за 2026 г. в размер на (...)% , при норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на (...)% , и норма на възвръщаемост на привлечения капитал (...)% , при отчитане на данъчните задължения.

Прогнозната структура на капитала на дружеството за 2026 г. е: собствен капитал – (...) хил. лв. или (...)% , привлечен капитал – (...) хил. лв. или (...)% . Собственият капитал на „Булгаргаз“ ЕАД (...).

Привлеченият капитал на „Булгаргаз“ ЕАД се състои от краткосрочни задължения, които за 2026 г. са в прогнозен размер от (...) хил. лв. Същите са преобразувани в евро по фиксинга на БНБ, тъй като лихвата по тях, считано от 01.01.2026 г. ще бъде изчислявана спрямо месечния EURIBOR, към деня на изплащане на дължимата лихва. Задълженията по сключени договори за овърдрафти и корпоративни заеми са видни от приложените към заявлението договори, като съгласно приложена таблица част от тях са в процес на

предоговаряне. Посочените овърдрафти и заеми имат за цел да осигурят допълнителен капиталов буфер, предназначен за финансиране на текущата дейност на дружеството. Във връзка с размера на прогнозирания за 2026 г. привлечен капитал, „Булгаргаз“ ЕАД е представило следните копия на договори за заемни средства, по които е страна: 1. Договор № (...) от (...) за предоставяне на заем на „Булгаргаз“ ЕАД, сключен с (...) в размер на (...) хил. лв. и Допълнително споразумение към Договор № (...) от (...) за предоставяне на заем на „Булгаргаз“ ЕАД № (...) от (...) с погасителен план към него – Приложение № (...); 2. Договор № (...) от (...), сключен с (...), с лимит до (...) хил. лв. и Допълнително споразумение № (...) към Договор № (...) от (...) ((...)) рег. № (...) от (...), с което се изменя срокът на действие на договора до (...); 3. Договор за заем № (...) ((...)) от (...), сключен с (...), в размер на (...) лв. и Допълнително споразумение № (...) към Договор за заем № (...) ((...)) от (...), сключено на (...), с което размерът на заема по договора е (...) хил. лв.; 4. Договор № (...) ((...)) от (...), сключен с (...), за кредитна линия с лимит до (...) хил. лв.; 5. Договор за заем № (...) ((...)) от (...), сключен с (...), в размер до (...) хил. лв. и Допълнително споразумение № (...) към Договор за заем № (...) от (...) ((...)) от (...), с което размерът на заема по договора е (...) хил. лв. и срокът на действие на договора се изменя до (...); 6. Договор за овърдрафт № (...) ((...)) от (...), сключен с (...), с максимален договорен размер на кредита (...) хил. лв.; 7. Договор за банков кредит – овърдрафт № (...) ((...)) от (...), сключен с (...), в размер до (...) хил. лв.; 8. Договор за кредит № (...) ((...)) от (...), сключен с (...), в размер до (...) хил. лв.; 9. Договор за банков кредит овърдрафт по разплащателна сметка № (...) ((...)) от (...), сключен с (...), в размер до (...) хил. лв.; 10. Договор за кредит овърдрафт № (...) ((...)) от (...), сключен с (...), в размер до (...) хил. лв.; 11. Договор за кредит овърдрафт № (...) ((...)) от (...), сключен с (...), в размер до (...) хил. евро и Допълнително споразумение № (...) към Договор за кредит овърдрафт № (...) от (...), сключено на (...), с което се изменя срокът на действие на договора до (...); 12. Договор за банков кредит – овърдрафт № (...) ((...)) от (...), сключен с (...), в размер до (...) лв. и Анекс № (...) към Договор за банков кредит – овърдрафт № (...) от (...), сключено на (...), с което се изменя срокът на действие на договора до (...).

За изчисляване нормата на възвръщаемост на собствения капитал на дружеството е приложен Модел за оценка на капиталовите активи (МОКА), като е използван безлостов коефициент β (power) за страните от Европа в размер на 0,47, по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business. При отчитане на капиталовата структура на дружеството, безлостовият коефициент се преобразува в лостов, с размер 4,39. Общата пазарна рискова премия за Р България е 6,57%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (4,21%) и премията за специфичния за държавата риск (2,36%) по актуализирани данни към 01.07.2025 г. от горесцитирания източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Р България. Премията е в размер на 3,9294%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечения период от м. ноември 2024 г. до м. октомври 2025 г. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал се получава в размер на (...)% , а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала – (...)% , като тези стойности съвпадат с предложените от заявителя.

Предвид горното, предложената от „Булгаргаз“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за регулаторен период 2026 г., в размер на (...)% , при норма на възвръщаемост на собствения капитал в размер на (...)% , и норма на възвръщаемост на привлечения капитал в размер на (...)% , при отчитане на данъчните задължения, е обоснована.

Възвръщаемостта за дейността „обществена доставка“ се преизчислява за всеки период на изменение на компонентата „цена на природния газ на вход на газопреносните мрежи“, в зависимост от промяната в стойността на оборотния капитал и паричните разходи на обществения доставчик. Оборотният капитал за дейността „обществена доставка“ за месец януари 2026 г. възлиза на (...) хил. лв. и е изчислен като 1/8 от месечната сума на разходите за покупка на природен газ и УПР, намалени със стойността на амортизацията. Регулаторната база на активите за месец януари 2026 г. е (...) хил. лв., а възвръщаемостта на активите за

периода е (...) хил. лв. Изчисленият размер на компонентата за дейността „обществена доставка“ е 1,25 лв./MWh, като представлява (...) % от компонентата „цена на вход на газопреносните мрежи“ и е в съответствие с чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ.

III. Компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото:

В предложената за м. януари 2026 г. цена на природния газ е включена компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на 0,32 лв./MWh. Разходите произтичат от наложени задължения на „Булгаргаз“ ЕАД по Плана.

„Булгаргаз“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД са сключили Допълнително споразумение от 27.03.2025 г. за удължаване срока на действие на Договор за достъп и съхранение на природен газ № 6602 от 15.03.2024 г., ведно с неразделна част към него – актуализирано Приложение № 1. Съгласно условията на допълнителното споразумение и Приложението, за газова година 2025/2026 на обществения доставчик са разпределени (...) ((...)) броя годишни интегрирани капацитетни продукта за съхранение в ПГХ „Чирен“ по Плана. Общият размер на разпределения капацитет за съхранение е (...) MWh. За изчисляване на прогнозните разходи за съхранение на количествата природен газ по Плана, „Булгаргаз“ ЕАД е разделило предвидените за нагнетяване количества природен газ пропорционално за месеците, в които има разпределен капацитет за нагнетяване. Общественият доставчик е приложил следните доказателства за извършените от него разходи: актуализиран график за съхранение на природен газ през 2025 г. по Плана; акт за месец ноември 2025 г. за разпределен капацитет за добив и нагнетяване „за Ден напред“, „в рамките на деня“ и добити/нагнетени/съхранени количества природен газ по Договор № 6602 от 15.03.2024 г., и стойност на услугата по съхранение, както и фактура № 0040001119 от 04.11.2025 г. за годишен интегриран продукт за нагнетяване, добив и съхранение на природен газ през м. ноември 2025 г., издадена от „Булгартрансгаз“ ЕАД. „Булгаргаз“ ЕАД заплаща услугите по достъп и съхранение на природен газ в съответствие с цените на предоставяните услуги за достъп и съхранение на природен газ, в сила от 15.04.2021 г., утвърдени с Решение № Ц-34 от 13.08.2020 г. на КЕВР. След изготвяне на отчетите за съхраняваните и добитите количества природен газ през месец декември 2025 г., при наличие на разлики между планираните и отчетените разходи за съхранение по графика за 2025 г., същите ще бъдат отразени в компонентата по чл. 11а от НРЦПГ, която ще бъде част от цената за м. февруари 2026 г.

Съгласно чл. 11а, ал. 3 от НРЦПГ компонентата за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото се образува въз основа на обоснования прогнозен размер на разходите от наложеното задължение към обществото за съответната година и заявените прогнозни количества природен газ в енергийни единици за същата година.

На този етап „Булгаргаз“ ЕАД не разполага със съгласуван график за добив и нагнетяване на природен газ в ПГХ „Чирен“ за 2026 г. Съгласно Правилата за ползване на ПГХ „Чирен“, операторът на съоръжението за съхранение обявява, в срок не по-късно от 30 дни преди началото на нагнетателния период, на интернет страницата си свободния капацитет за съхранение през предстоящата газова година. В тази връзка, „Булгаргаз“ ЕАД е приложило прогнозен график за съхранение на природен газ през 2026 г. по Плана, съдържащ данни за предстоящите за реализиране и нагнетяване количества природен газ в ПГХ „Чирен“ и суми за тяхното съхранение. При изчисляване на месечните суми за съхранение на база на предвидени за закупуване (...) интегрирани единици, осигуряващи капацитет за съхранение в размер от (...) MWh, са представени сумите за съхранение по месеци за 2026 г. Окончателните суми за периода януари 2026 г. – април 2027 г. ще бъдат предоставени след разпределяне на капацитет за съхранение по План за извънредни ситуации от „Булгартрансгаз“ ЕАД на база на сключен договор и изготвяне на съгласуван график по Плана.

Очакваните разходи за съхранение, въз основа на които се образува компонентата по чл. 11а от НРЦПГ ще бъдат коригирани ежемесечно, в зависимост от действително фактурираните от „Булгартрансгаз“ ЕАД разходи за съхранение.

След направен анализ на представената информация, изчислената компонента по чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ за м. януари 2026 г. е в размер на 0,32 лв./MWh.

Въз основа на извършения по-горе анализ, Комисията приема за установено следното:

Прогнозните разходи за закупуване на природен газ през м. януари 2026 г. по договорите за доставка на природен газ и от запаси природен газ в ПГХ „Чирен“, с цел продажба на вътрешния пазар на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, както и по двустранните договори, се изчисляват в размер на (...) лв.

Цената на природния газ на вход на газопреносните мрежи като компонента на цената, по която общественият доставчик ще продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е в размер на 59,35 лв./MWh и е изчислена, като разходите за закупуване на природен газ са разделени на предвидените общи количества природен газ за месец януари 2026 г.:

$$(\dots) \div (\dots) = \mathbf{59,35 \text{ лв./MWh}}$$

В съответствие с чл. 17, ал. 7 от НРЦПГ, към компонентата цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи се прибавя стойността на компонентата за дейността „обществена доставка“, изчислена пропорционално на количествата природен газ, предназначени за дейността „обществена доставка“, която за месец януари 2026 г. е в размер на 1,25 лв./MWh:

$$\mathbf{59,35 + 1,25 = 60,60 \text{ лв./MWh}}$$

В съответствие с чл. 11а, ал. 2 от НРЦПГ, към горепосоченото се прибавя и компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, която за месец януари 2026 г. е в размер на 0,32 лв./MWh:

$$\mathbf{60,60 + 0,32 = 60,92 \text{ лв./MWh}}$$

Въз основа на предоставените данни и документи и след направените изчисления, цената за месец януари 2026 г., по която общественият доставчик следва да продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, е в размер на 60,92 лв./MWh (31,15 евро/MWh), без цени за достъп, пренос, акциз и ДДС.

Коефициентът за преобразуване в енергийни единици на цените за продажба на природен газ от крайния снабдител „Си Ен Джи Марица“ ООД за община Чепеларе е изчислен в размер на 10,740 kWh/m³. За изчисляването му е взета предвид представителната калоричност за м. януари 2026 г., публикувана от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Съгласно чл. 21, ал. 2 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители се изменят в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лица, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

IV. Разходи за балансиране:

Съгласно разпоредбите на чл. 19, ал. 4 и 5, и чл. 21, ал. 2 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на битови клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се изменят в съответствие с промяната на цената, по която общественият доставчик продава природен газ, както и с разходи за балансиране в размер на 2 на сто от цената на обществения доставчик, като в случаите, когато краен снабдител не купува природен газ от обществения доставчик, разходите за балансиране са в размер на 2 на сто от среднопретеглената цена по сключените търговски договори, но не повече от 2 на сто от цената на обществения доставчик.

Предвид горното, разходите за балансиране през м. януари 2026 г. са в размер на 1,22 лв./MWh, който съставлява 2% от цената, по която общественият доставчик продава природен

газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 60,92 лв./MWh.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 7 и т. 8, и чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 11а, чл. 17 и чл. 21 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Утвърждава, считано от 01.01.2026 г.:

1. Цена, по която общественят доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, в размер на 60,92 лв./MWh или 31,15 евро/MWh (без акциз и ДДС), в т.ч. компонента „цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи“ в размер на 59,35 лв./MWh, компонента за дейността „обществена доставка“ в размер на 1,25 лв./MWh и компонента за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, в размер на 0,32 лв./MWh;

2. Цени за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи:

№	Енергийни предприятия	Предельни цени при продажба на природен газ от крайните снабдители с включени ценови компоненти: цена на природния газ и цена за снабдяване, както и с включени цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи					
		Стопански клиенти с равномерно потребление, лв./MWh	Стопански клиенти с равномерно потребление, евро/MWh	Стопански клиенти с неравномерно потребление, лв./MWh	Стопански клиенти с неравномерно потребление, евро/MWh	Битови клиенти, лв./MWh	Битови клиенти, евро/MWh
1	"Овергаз Мрежи" АД – Столична община, СОР Банка и община Божурище, територии "Изток", "Запад", "Север" и "Юг" ****					104,62	53,49
	до 54 MWh/год., вкл.			103,40	52,87		
	до 539 MWh/год., вкл.	88,56	45,28	97,61	49,91		
	до 1079 MWh/год., вкл.	87,17	44,57	97,05	49,62		
	до 2158 MWh/год., вкл.	85,77	43,85	96,49	49,33		
	до 4316 MWh/год., вкл.	84,37	43,14	95,92	49,04		
	до 6473 MWh/год., вкл.	83,56	42,72	95,59	48,87		
	до 8631 MWh/год., вкл.	82,97	42,42	95,35	48,75		
	до 10 789 MWh/год., вкл.	82,52	42,19	95,16	48,65		
	до 21 578 MWh/год., вкл.	81,10	41,47	94,57	48,35		
	до 32 367 MWh/год., вкл.	80,25	41,03	94,21	48,17		
	до 43 156 MWh/год., вкл.	79,65	40,72	93,96	48,04		
	до 53 945 MWh/год., вкл.	79,17	40,48	93,75	47,93		
	до 75 523 MWh/год., вкл.	78,45	40,11	93,43	47,77		
	до 107 890 MWh/год., вкл.	77,65	39,70	93,06	47,58		
	до 127 800 MWh/год., вкл.	77,26	39,50	92,87	47,48		
	над 127 800 MWh/год.	76,71	39,22	92,60	47,35		
	метанстанции до 4316 MWh/год., вкл.			82,91	42,39		
	метанстанции до 10 789 MWh/год., вкл.			81,80	41,82		
	метанстанции над 10 789 MWh/год.			79,76	40,78		
	обекти на "Топлофикация София": ВОЦ "Сува река", ВОЦ "Левски Г" и ВОЦ "Хаджи Димитър"			62,62	32,02		
2	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Добруджа" и общини Добрич, Тервел, Търговище и Омуртаг****					97,73	49,97
	до 106 MWh/год.	85,89	43,91	92,89	47,49		
	до 211 MWh/год.	84,84	43,38	91,05	46,55		
	до 528 MWh/год.	82,95	42,41	89,33	45,67		
	до 1056 MWh/год.	81,20	41,52	88,60	45,30		
	до 2112 MWh/год.	80,47	41,14	87,61	44,79		
	до 5281 MWh/год.	79,47	40,63	86,88	44,42		
	до 10 562 MWh/год.	78,74	40,26	86,02	43,98		
	над 10 562 MWh/год.	73,65	37,66	83,58	42,73		
3	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Мизия" и община Бяла Слатина****					101,56	51,93
	до 106 MWh/год.	86,36	44,16	97,22	49,71		
	до 211 MWh/год.	85,01	43,46	95,17	48,66		
	до 528 MWh/год.	83,88	42,89	93,96	48,04		
	до 1056 MWh/год.	82,97	42,42	90,95	46,50		
	до 2112 MWh/год.	81,73	41,79	88,05	45,02		
	до 5281 MWh/год.	80,60	41,21	86,50	44,23		
	до 10 562 MWh/год.	79,02	40,40	84,80	43,36		
	над 10 562 MWh/год. за стопански клиенти с неравномерно потребление			80,01	40,91		
	до 52 810 MWh/год. за стопански клиенти с равномерно потребление	75,10	38,40				

	над 52 810 MWh/год. за стопански клиенти с равномерно потребление	71,88	36,75				
	"Газтрейд Сливен" ЕООД – община Сливен					88,94	45,47
	до 211 MWh/год.	78,45	40,11				
	от 211 до 527,5 MWh/год.	77,48	39,61				
	от 527,5 до 1055 MWh/год.	75,97	38,84				
	от 1055 до 2110 MWh/год.	74,98	38,34				
	от 2110 до 5275 MWh/год.	73,35	37,50				
	от 5275 до 10 550 MWh/год.	70,30	35,94				
	над 10 550 MWh/год.	68,19	34,86				
	до 52,75 MWh/год.			85,55	43,74		
	от 52,75 до 211 MWh/год.			83,69	42,79		
	от 211 до 527,5 MWh/год.			82,75	42,31		
	от 527,5 до 1055 MWh/год.			81,03	41,43		
	от 1055 до 2110 MWh/год.			78,36	40,06		
	от 2110 до 5275 MWh/год.			77,44	39,59		
	от 5275 до 10 550 MWh/год.			77,24	39,49		
5	"ЗИВ" ЕООД – община Балчик	88,25	45,12	88,66	45,33	90,63	46,34
	Енергийни предприятия	Промислени/ Стопански клиенти, лв./MWh	Промислени/ Стопански клиенти, евро/MWh	Обществено- административни и търговски клиенти, лв./MWh	Обществено- административни и търговски клиенти, евро/MWh	Битови клиенти, лв./MWh	Битови клиенти, евро/MWh
	"Каварна газ" ООД – общини Каварна и Шабла					100,30	51,28
	до 400 MWh/год. вкл.	90,86	46,46				
	над 400 MWh/год.	87,46	44,72				
	до 50 MWh/год. вкл.			95,58	48,87		
	над 50 MWh/год.			93,60	47,86		
	"Кнежа-газ" ООД – община Кнежа****					88,65	45,33
	до 1055 MWh	75,60	38,65				
	до 4220 MWh	72,64	37,14				
	до 211 MWh			75,73	38,72		
	до 1055 MWh			74,62	38,15		
	"Неврокоп-газ" АД – община Гоце Делчев ***					142,49	72,85
	до 2500 MWh вкл.	127,11	64,99				
	над 2500 MWh	116,12	59,37				
	до 250 MWh вкл.			136,86	69,98		
	над 250 MWh			132,35	67,67		
	"Свиленград-Газ" АД – община Свиленград ***					136,04	69,56
	до 250 MWh/год. вкл.	131,00	66,98				
	над 250 MWh/год. вкл.	130,23	66,59				
	"ТЕЦЕКО" ЕООД – общини Свищов и Белене****			80,78	41,30	78,03	39,90
	до 10 000 MWh/год. вкл.	70,93	36,27				
	над 10 000 MWh/год. вкл.	70,78	36,19				
11	"Карловогаз" ООД – община Карлово***	105,32	53,85	117,06	59,85	124,32	63,56
12	"Аресгаз" ЕАД – община Сопот***	108,88	55,67	119,87	61,29	129,56	66,24
13	"Аресгаз" ЕАД – община Хисаря***	110,35	56,42	119,21	60,95	129,56	66,24
	"Комекес" АД – община Самоков					92,62	47,36
	до 1055 MWh	78,76	40,27				
	от 1055 MWh до 10 546 MWh	72,54	37,09				
	над 10 546 MWh	70,03	35,81				
	до 1055 MWh			90,55	46,30		
	от 1055 MWh до 2109 MWh			86,44	44,20		
	над 2109 MWh			85,68	43,81		
15	"Балкангаз-2000" АД – община Ботевград	86,47	44,21	92,96	47,53	99,44	50,84
	"Севлиевогаз-2000" АД – община Севлиево					88,76	45,38
	до 50 000 MWh	77,14	39,44				
	над 50 000 MWh	64,98	33,22				
	до 30 MWh			86,12	44,03		
	над 30 MWh			82,72	42,29		
17	"Примагаз" АД – кметства "Владислав Варненчик", "Младост" и "Аспарухово" в състава на община Варна	74,63	38,16	88,81	45,41	102,57	52,44
	"Газинженеринг" ООД – община Долни Дъбник					93,55	47,83
	до 105,5 MWh вкл.	83,03	42,45	87,01	44,49		
	над 105,5 MWh до 1055 MWh	71,46	36,54	85,78	43,86		
	над 1055 MWh до 10 550 MWh	67,90	34,72				
	над 10 550 MWh	66,08	33,79				
19	"Камено-газ" ЕООД – община Камено	75,89	38,80	84,64	43,28	85,99	43,97
20	"Добруджа газ" АД – община Генерал Тошево	82,48	42,17	98,24	50,23	87,42	44,70
21	"Правецгаз 1" АД – община Правец	70,19	35,89	77,84	39,80	81,85	41,85
	"Костинбродгаз" ООД – общини Костинброд и Сливница					90,77	46,41
	до 1000 MWh/год. вкл.	81,35	41,59				
	от 1001 MWh/год. до 10 000 MWh/год. вкл.	75,57	38,64				
	над 10 000 MWh/год.	71,76	36,69				
	"Ситигаз България" ЕАД – за обособена територия "Тракия", общини Кърджали, Велинград, Павел Бания, Гурково, Твърдица и Брацигово			88,22	45,11	91,89	46,98
	до 1000 MWh/год.	85,87	43,90				
	от 1000 до 5000 MWh/год.	77,12	39,43				
	от 5000 до 10 000 MWh/год.	73,57	37,62				
	от 10 000 до 50 000 MWh/год.	72,44	37,04				
	над 50 000 MWh/год.	71,45	36,53				
24	"Аресгаз" ЕАД – за обособена територия "Запад"	86,35	44,15	93,65	47,88	101,73	52,01
	"Газо-енергийно дружество-Елин Пелин" ЕООД – община Елин Пелин			83,20	42,54	84,64	43,28
	до 5000 MWh/год. вкл.	78,54	40,16				
	над 5000 MWh/год. вкл.	77,63	39,69				
26	"Ситигаз България" ЕАД – общини Силистра, Алфатар, Дулово, Тутракан, Главиница и Ситово	86,07	44,01	87,91	44,95	89,95	45,99
	"Ситигаз България" ЕАД – община Габрово			84,04	42,97	87,14	44,55
	до 1000 MWh/год.	83,42	42,65				
	от 1000 MWh/год. до 5000 MWh/год.	82,09	41,97				
	над 5000 MWh/год.	80,22	41,02				
	"Си Ел Джи Марица" ООД – община Чепеларе**					85,80	43,87

28	до 10 000 m ³ /год., вкл.*****			79,39	40,59		
	до 50 000 m ³ /год., вкл.*****			83,53	42,71		
	до 100 000 m ³ /год., вкл.*****			75,49	38,60		
	над 100 000 m ³ /год.*****			68,83	35,19		
	до 200 000 m ³ /год., вкл.*****	70,66	36,13				
29	до 1 000 000 m ³ /год.*****	69,65	35,61				
	„ЕМИ“ ООД – община Средец*****	80,56	41,19	90,44	46,24	104,53	53,45

Забележки:

1. В цените не са включени акциз и ДДС.
2. ** в цените за продажба на природен газ от краен снабдител не е включена ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ.
3. *** в цените за продажба на природен газ от краен снабдител е включена ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ съгласно чл. 19а от НРЦПГ.
4. **** към цените за продажба на природен газ от краен снабдител за територията на общините: Банско, Разлог, Карнобат, Бяла, Тервел, Червен бряг и Белене, следва да бъде добавяна ценова компонента за снабдяване със съгъстен природен газ съгласно чл. 19а от НРЦПГ.
5. ***** При снабдяване със съгъстен природен газ в цените за продажба от краен снабдител се включва ценова компонента съгласно чл. 19а от НРЦПГ.
6. ***** цените на "Си Ен Джи Марица" ООД за община Чепеларе са утвърдени в лв./1000 m³ и са изчислени в енергийни единици при коефициент на преобразуване 10,740 kWh/m³.
7. За битовите клиенти компонентата цена на природния газ включва и разходи за балансиране в размер на 2 на сто от цената на обществения доставчик.
8. При утвърждаване от КЕВР на нови или изменение на действащите цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи и за снабдяване с природен газ, се променят и пределните цени, по които съответният краен снабдител продава природен газ на клиенти.

II. Цените по т. I не включват цени за достъп и пренос през газопреносната мрежа, определени по реда на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ПЛАМЕН МЛАДЕНОВСКИ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА