



ПРОТОКОЛ

№ 368

София, 29.12.2025 година

Днес, 29.12.2025 г. от 10:25 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в състав „Енергетика“, ръководено от председателя Пламен Младеновски.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Благой Голубарев, Таско Ерменков и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Ел. Маринова – директор на дирекция „Правна“, Б. Паунов – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, Юл. Стоянов – заместник-директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензи: електрически мрежи, търговия и пазари“, М. Димитров – директор на дирекция „Природен газ“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензи и пазари – природен газ“ и експерти на КЕВР.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-1602 от 22.12.2025 г. и проект на решение относно: определяне на компенсации за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител за месец ноември 2025 г.

Работна група: Боян Паунов, Юлиан Стоянов, Елена Маринова,
Милен Трифонов, Рали Манчев, Радостина Методиева,
Радослав Райков и Силвия Петрова

2. Проект на решение относно: заявление от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2026 – 2028 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова,
Ремзия Тахир, Хриси Йорданова, Михаела Андреева,
Любослава Джоргова, Рада Башлиева-Петрова, Теодор Хиков

3. Проект на решение относно: заявление от „ЗИВ“ ЕООД 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 Балчик, за регулаторен период 2026 – 2028 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова,
Ремзия Тахир, Хриси Йорданова, Михаела Андреева,
Любослава Джоргова, Рада Башлиева-Петрова, Теодор Хиков

4. Проект на решение относно: заявление от „Примагаз“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за регулаторен период 2026 – 2027 г.

Работна група: Милен Димитров, Елена Маринова,
Ремзия Тахир, Хриси Йорданова, Михаела Андреева,
Любослава Джоргова, Рада Башлиева-Петрова, Теодор Хиков

По т. 1. Комисията, като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-1602 от 22.12.2025 г. относно определяне на компенсация за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г., установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8в от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя ежемесечно компенсация за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител.

Според чл. 30в, ал. 1 от ЗЕ компенсацията по чл. 21, ал. 1, т. 8в от ЗЕ се определя като разлика между постигнатата среднопретеглена цена (СПЦ) за съответните количества, закупени на механизма по чл. 100, ал. 8 от ЗЕ и/или на пазарен сегмент ден напред на организирания борсов пазар на електрическа енергия, относима към съответния краен снабдител за съответния месец, и определената с решение на Комисията базова стойност на електрическа енергия за 1 MWh, част от цената, която битовият краен клиент заплаща за съответния регулаторен период. За целите на изчислението на СПЦ, относима към съответния краен снабдител за съответния месец, в случай на закупено количество електрическа енергия на други пазарни сегменти и механизми, се прилага постигнатата реална СПЦ на съответния пазарен сегмент и/или механизъм за съответния месец, но не по-висока от СПЦ на пазарен сегмент ден напред за съответния месец. При определяне на компенсацията за съответния календарен месец се отчитат приходите на крайните снабдители от продажба на електрическа енергия на пазарен сегмент в рамките на деня и/или на пазарен сегмент ден напред, които надвишават разходите за нейното закупуване – чл. 30в, ал. 3 от ЗЕ.

Предвид изложеното, за определяне на компенсацията за м. ноември 2025 г. на битовите крайни клиенти на съответния краен снабдител, КЕВР следва въз основа на анализ на графици за покупки и продажби на електрическа енергия на този краен снабдител по интервали на доставка за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г. да изчисли при съобразяване на изискванията на чл. 30в, ал. 1 и ал. 3 от ЗЕ постигнатата СПЦ на нетната закупена електрическа енергия. В тази връзка, с оглед правилата на чл. 30в, ал. 1, изр. второ и ал. 3 от ЗЕ, чл. 100, ал. 1 и ал. 4 от ЗЕ във връзка с чл. 94а, ал. 3 от ЗЕ, както и на чл. 37е, ал. 5 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ),

при изчисляване на постигнатата от съответния краен снабдител СПЦ на организиран борсов пазар е необходимо да се приложи следният общ подход:

1. при изчисляване размера на СПЦ на количествата електрическа енергия, доставена от съответния краен снабдител на битови крайни клиенти за м. ноември 2025 г.:

– при нетен излишък на балансиращия пазар се прилага нетното закупено количество електрическа енергия на организиран борсов пазар, намалено с размера на нетния излишък;

– при нетен недостиг на балансиращия пазар се прилага закупеното количество електрическа енергия на организиран борсов пазар;

2. в случай на закупено количество електрическа енергия на пазарни сегменти и механизми, различни от пазарен сегмент „Двустранни договори“, механизъм „Търгове – Краен снабдител“ и от пазарен сегмент „Ден напред“, се прилага постигнатата реална СПЦ на съответния пазарен сегмент и/или механизъм за месец ноември 2025 г., но не по-висока от СПЦ на пазарен сегмент „Ден напред“ за същия месец;

3. в случай на препродадено количество електрическа енергия на пазарен сегмент „В рамките на деня“ и/или на пазарен сегмент „Ден напред“, размерът на компенсацията се намалява с частта от приходите на крайния снабдител от това количество, която надвишава разходите за закупуването му;

4. при изчисляване на постигнатата СПЦ от съответния краен снабдител не се вземат предвид количествата и цените, съответно разходите и приходите на/от изкупената, съответно продадената електрическа енергия по чл. 94а, ал. 3 от ЗЕ.

Съгласно чл. 37е, ал. 4 от НРЦЕЕ компенсацията по чл. 30в, ал. 1 от ЗЕ се определя въз основа на данни от системата за администриране на пазара на електрическа енергия на независимия преносен оператор и информация от оператора на организирания борсов пазар на електрическа енергия. Поради това, необходимите данни и информация за количествата и цените за определяне на компенсациите за месец ноември 2025 г. за всеки от крайните снабдители са включени в съвместно изготвени справки от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) и „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД), които са предоставени на КЕВР от ЕСО ЕАД.

Чл. 30в, ал. 2 от ЗЕ предвижда, че размерът на компенсацията може да бъде диференциран според количеството на закупената електрическа енергия, както и че компенсацията може да бъде за цялото или за част от закупеното количество електрическа енергия от битовите крайни клиенти. В т. IV от мотивите на Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. КЕВР е изчислила средствата за компенсиране на част от разходите на битовите крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител в размер на 674 127 хил. лв., съответно 49,55 лв./MWh при количества в размер на 13 604 983 MWh. В тази връзка, КЕВР е определила базова стойност на електрическата енергия за 1 MWh, която битовият краен клиент следва да заплаща за съответния регулаторен период, в размер на 140,03 лв./MWh, без ДДС, за цялото количество потребена електрическа енергия.

Количеството електрическа енергия за съответния месец, за което се дължи, съответно се изплаща компенсация от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС), се изчислява съгласно чл. 36л, ал. 4 от ЗЕ въз основа на количеството, за което крайният снабдител би дължал цената и/или компонентата от цена по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, и определената от Комисията компенсация по чл. 30в от ЗЕ. Информация за това количество се предоставя на ФСЕС от съответния оператор на електрическа мрежа – арг. от чл. 30, ал. 2 и ал. 4 от Правилата за търговия с електрическа енергия.

Предвид гореизложеното, е определен съответен размер на компенсацията за 1 MWh електрическа енергия за месец ноември 2025 г. за битовите клиенти на всеки краен снабдител, както следва:

I. „Електрохолд Продажби“ ЕАД

Нетното количество електрическа енергия, потребено от крайните битови клиенти на „Електрохолд Продажби“ ЕАД за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г., е изчислено като разлика между сумата от закупените и сумата от продадените количества електрическа енергия от/на всички пазарни сегменти на БНЕБ ЕАД, като е отразено количеството нетен енергиен излишък на балансиращия пазар в съответствие с т. 1 от общия подход. Подробни изчисления са изложени в следващата таблица:

„Електрохолд Продажби“ ЕАД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
I	Количества закупена електрическа енергия	MWh	532 838,15
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – Краен снабдител“	MWh	522 829,68
2	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	2 538,38
4	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	7 470,10
II	Количества продадена електрическа енергия	MWh	-4 186,68
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	4 186,68
III	Количества на балансиращ пазар	MWh	-27 595,87
1	Излишък	MWh	-28 989,79
2	Недостиг	MWh	1 393,92
IV	Нетно количество електрическа енергия потребено от крайни клиенти	MWh	501 055,60

В съответствие с чл. 30в, ал. 3 от ЗЕ и чл. 36е, ал. 5 от НРЦЕЕ, при изчисляването на разходите на „Електрохолд Продажби“ ЕАД за закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г., съответно на постигнатата от дружеството СПЦ, са приложени корекциите съгласно т. 1 и т. 3 от общия подход. Корекцията по т. 1 от общия подход е извършена в две последователни стъпки, както следва:

– закупените количества на пазарен сегмент „Ден напред“ са намалени с пълния размер на реализирания излишък на балансиращия пазар във всеки интервал на доставка, в който размерът им надвишава този на излишъка, съответно са редуцирани до нула с част от размера на излишъка в интервалите, в които същият е по-голям от тези количества;

– оставащото количество излишък на балансиращия пазар се намалява с отчетения недостиг и формира нетен излишък, който е изваден от закупените количества на пазарен сегмент „Двустранни договори“, механизъм „Търгове – Краен снабдител“ и оставащите количества на пазарен сегмент „Ден напред“, пропорционално на размера на количествата в съответните интервали на доставка. Резултатите са представени в таблицата по-долу:

„Електрохолд Продажби“ ЕАД				
№	Позиция	Количества, MWh	Цена, лв./MWh	Стойност, хил. лв.
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – КС“	500 165,83	189,58	94 821,44
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	889,77	278,73	248,01
3	Корекция съгласно чл. 30в, ал. 3 от ЗЕ	-	-	-111,82
4	Нетно количество електрическа енергия	501 055,60	189,52	94 957,63

В резултат на гореизложеното и при отчитане на постигнатата от „Електрохолд Продажби“ ЕАД СПЦ на закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г., размерът на компенсацията по чл. 30в от ЗЕ за този период е изчислен в таблицата по-долу:

„Електрохолд Продажби“ ЕАД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
1	Постигната среднопретеглена цена	лв./MWh	189,52
2	Базова стойност по Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР	лв./MWh	140,03
3	Компенсация	лв./MWh	49,49

Във връзка с горното, компенсацията за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от „Електрохолд Продажби“ ЕАД, в качеството му на краен снабдител, за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г. следва да бъде определена в размер на 49,49 лв./MWh.

II. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД

Нетното количество електрическа енергия, потребено от крайните битови клиенти на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г., е изчислено като разлика между сумата от закупените и сумата от продадените количества електрическа енергия от/на всички пазарни сегменти на БНЕБ ЕАД, като е отразено количеството нетен енергиен излишък на балансиращия пазар в съответствие с т. 1 от общия подход. Подробни изчисления са изложени в следващата таблица:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
I	Количества закупена електрическа енергия	MWh	405 834,80
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – Краен снабдител“	MWh	405 834,80
2	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	0,00
4	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	0,00
II	Количества продадена електрическа енергия	MWh	0,00
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	0,00
III	Количества на балансиращ пазар	MWh	-5 793,87
1	Излишък	MWh	-11 006,47
2	Недостиг	MWh	5 212,60
IV	Нетно количество електрическа енергия потребено от крайни клиенти	MWh	400 040,93

В съответствие с чл. 37е, ал. 5 от НРЦЕЕ, при изчисляването на разходите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД за закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г.,

съответно на постигнатата от дружеството СПЦ, е приложена корекцията съгласно т. 1 от общия подход. Резултатите са представени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД				
№	Позиция	Количества, MWh	Цена, лв./MWh	Стойност, хил. лв.
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – КС“	400 040,93	189,58	75 839,76
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	-	-	-
3	Корекция съгласно чл. 30в, ал. 3 от ЗЕ	-	-	-
4	Нетно количество електрическа енергия	400 040,93	189,58	75 839,76

В резултат на гореизложеното и при отчитане на постигнатата от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД СПЦ на закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г., размерът на компенсацията по чл. 30в от ЗЕ за този период е изчислен в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
1	Постигната среднопретеглена цена	лв./MWh	189,58
2	Базова стойност по Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР	лв./MWh	140,03
3	Компенсация	лв./MWh	49,55

Във връзка с горното, компенсацията за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, в качеството му на краен снабдител, за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г. следва да бъде определена в размер на 49,55 лв./MWh.

III. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД

Нетното количество електрическа енергия, потребено от крайните битови клиенти на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г., е изчислено като разлика между сумата от закупените и сумата от продадените количества електрическа енергия от/на всички пазарни сегменти на БНЕБ ЕАД, като е отразено количеството нетен енергиен недостиг на балансиращия пазар в съответствие с т. 1 от общия подход. Подробни изчисления са изложени в следващата таблица:

„ЕНЕРГО-ПРО“ Продажби АД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
I	Количества закупена електрическа енергия	MWh	268 519,94
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ - „Търгове – Краен снабдител“	MWh	268 416,89
2	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ - „Търгове“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	0,00
4	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	103,05
II	Количества продадена електрическа енергия	MWh	0,00
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ - „Търгове“	MWh	0,00
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	0,00

„ЕНЕРГО-ПРО“ Продажби АД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
3	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	0,00
III	Количества на балансиращ пазар	MWh	1 704,09
1	Излишък	MWh	-3 722,46
2	Недостиг	MWh	5 426,55
IV	Нетно количество електрическа енергия потребено от крайни клиенти	MWh	270 224,02

В съответствие с чл. 37е, ал. 5 от НРЦЕЕ, при изчисляването на разходите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД за закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г., съответно на постигнатата от дружеството СПЦ, е приложена корекцията съгласно т. 1 от общия подход. Резултатите са представени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД				
№	Позиция	Количества, MWh	Цена, лв./MWh	Стойност, хил. лв.
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – КС“	268 519,94	189,58	50 906,01
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	-	-	-
3	Корекция съгласно чл. 30в, ал. 3 от ЗЕ	-	-	-
4	Нетно количество електрическа енергия	268 519,94	189,58	50 906,01

В резултат на гореизложеното и при отчитане на постигнатата от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД СПЦ на закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г., размерът на компенсацията по чл. 30в от ЗЕ за този период е изчислен в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
1	Постигната среднопретеглена цена	лв./MWh	189,58
2	Базова стойност по Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР	лв./MWh	140,03
3	Компенсация	лв./MWh	49,55

Във връзка с горното, компенсацията за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, в качеството му на краен снабдител, за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г. следва да бъде определена в размер на 49,55 лв./MWh.

IV. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД

Нетното количество електрическа енергия, потребено от крайните битови клиенти на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г., е изчислено като разлика между сумата от закупените и сумата от продадените количества електрическа енергия от/на всички пазарни сегменти на БНЕБ ЕАД, като е отразено количеството нетен енергиен излишък на балансиращия пазар в съответствие с т. 1 от общия подход. Подробни изчисления са изложени в следващата таблица:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
I	Количества закупена електрическа енергия	MWh	178,70
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – Краен снабдител“	MWh	0,00
2	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	178,70
4	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	0,00
II	Количества продадена електрическа енергия	MWh	0,00
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове“	MWh	0,00
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	MWh	0,00
3	Пазарен сегмент „В рамките на деня“	MWh	0,00
III	Количества на балансиращ пазар	MWh	-27,30
1	Излишък	MWh	-29,11
2	Недостиг	MWh	1,81
IV	Нетно количество електрическа енергия потребено от крайни клиенти	MWh	151,40

В съответствие с чл. 37е, ал. 5 от НРЦЕЕ, при изчисляването на разходите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД за закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г., съответно на постигнатата от дружеството СПЦ, е приложена корекцията съгласно т. 1 от общия подход. Резултатите са представени в таблицата по-долу:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД				
№	Позиция	Количества, MWh	Цена, лв./MWh	Стойност, хил. лв.
1	Пазарен сегмент „Двустранни договори“ – „Търгове – КС“	-	-	-
2	Пазарен сегмент „Ден напред“	151,40	244,57	37,03
3	Корекция съгласно чл. 30в, ал. 3 от ЗЕ			-
4	Нетно количество електрическа енергия	151,40	244,57	37,03

В резултат на гореизложеното и при отчитане на постигнатата от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД СПЦ на закупената нетна електрическа енергия на организиран борсов пазар на електрическа енергия за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г., размерът на компенсацията по чл. 30в от ЗЕ за този период е изчислен в таблицата по-долу:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД			
№	Позиция	Мярка	Стойност
1	Постигната среднопретеглена цена	лв./MWh	244,57
2	Базова стойност по Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. на КЕВР	лв./MWh	140,03
3	Компенсация	лв./MWh	104,54

Във връзка с горното, компенсацията за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от „ЕСП Златни пясъци“ ООД, в

качеството му на краен снабдител, за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г. следва да бъде определена в размер на 104,54 лв./MWh.

Изказвания по т. 1.:

Докладва Юл. Стоянов. В сравнение с размера на компенсациите за предходния м. октомври тези за м. ноември са леко завишени. Това се дължи на липсата на корекция тримесечна при компенсациите за м. ноември спрямо тези за м. октомври. Всички дружества тогава са били с надвзет приход, който им е бил отнет при определяне на компенсациите за м. октомври. Това, което е различно в сравнение с предходния месец, е основно при „Електрохолд Продажби“ ЕАД. Дружеството реализира значителен излишък. Около 87% от всички интервали на сетълмент средният размер на този излишък е близо 6%, като в 55% от интервалите на сетълмент излишъкът е над 5%. Това налага по отношение на дружеството да бъде модифициран досега прилаганият подход, при който от общо продадените количества се е изваждал нетираният излишък по следния начин: Първо, закупените количества на пазарен сегмент „Ден напред“ са намалени с пълния размер на реализирания излишък на балансиращ пазар във всеки интервал на доставка, в който размерът им надвишава този на излишъка, съответно са редуцирани до нула с част от размера на излишъка в интервалите, в които същият е по-голям от тези количества. Юл. Стоянов даде пример. Ако дружеството е закупило 10 единици – 1 единица от пазар „Ден напред“, 9 единици по дългосрочния договор, излишъкът е 1 единица. Цялата единица се счита, че е купена от пазарен сегмент „Ден напред“ и по този начин е намален излишъкът. Във тора стъпка - оставащото количество излишък на балансиращия пазар се намалява с отчетения недостиг и формира един излишък, който е изваден от закупените количества на пазарен сегмент „Двустранни договори“, механизъм „Търгове – Краен снабдител“ и оставащите количества на пазарен сегмент „Ден напред“, пропорционално на размера на количествата в съответните интервали на доставка. Това е бил досегашният подход. По отношение на другите дружества, единственото, което следва да се отбележи, е, че второ дружество в рамките на пет месеца закупува минимални количества на пазар „В рамките на деня“. Това е „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД. Става въпрос за около 100 MWh, което е пренебрежимо количество.

Юл. Стоянов отбеляза, че при пренасяне на информацията работната група е допуснала няколко технически грешки. Те са на стр. 3 в доклада. Във втора таблица, в колона първа, Количества, вместо 500 104,72 MWh следва да се чете 500 165,83 MWh. В ред втори, вместо 950,88 MWh следва да се чете 889,77 MWh. В колона втора, на ред 4, вместо 189,53 лв./MWh, следва да се чете 189,52 лв./MWh. В колона трета, на ред първи, вместо 94 809,85 хил. лв., следва да се чете 94 821,44 хил. лв. В колона трета, ред втори, вместо 265,04 хил. лв., следва да се чете 248,01 хил. лв. В колона трета, ред четвърти, вместо 94 963,08 хил. лв., следва да се чете 94 957,63 хил. лв. В следващата таблица, на ред първи, вместо 189,58, следва да се чете 189,52. На ред трети, размерът на компенсацията вместо 49,50 лв./MWh, следва да се чете 49,49 лв./MWh. Тази техническа грешка следва да се отрази на още две места - в изречението след таблицата, както и в диспозитива на решението.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8в и чл. 30в, ал. 1 от Закона за енергетиката, чл. 37е, ал. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме доклада;
2. Да приеме решение за определяне на компенсация за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител за месец ноември 2025 г.

Юл. Стоянов прочете диспозитива на проекта на решение:

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8в и чл. 30в, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 37е, ал. 1 и ал. 8 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Определя за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г. компенсации за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител, както следва:

1. За битовите крайни клиенти на „Електрохолд Продажби“ ЕАД – компенсация в размер на 49,49 лв./MWh, без ДДС;

2. За битовите крайни клиенти на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh, без ДДС;

3. За битовите крайни клиенти на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh, без ДДС;

4. За битовите крайни клиенти на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – компенсация в размер на 104,54 лв./MWh, без ДДС

Пл. Младеновски попита, каква е причината да бъдат допуснати толкова много грешки. Дали работната група не е променила нещо в последния момент?

Юл. Стоянов отговори, че при новия начин на отнемане на нетния излишък при „Електрохолд Продажби“ ЕАД в интервалите, в които дружеството е купувало от пазарен сегмент „Ден напред“, при прилагане на досегашната формула се е стигнало до ситуация, в която не е било съобразено, че целият излишък е взет от количествата, закупени на пазарен сегмент „Ден напред“, и не остава излишък. При прилагане на досегашната формула се е генерирал изкуствен допълнителен излишък, което не е коректно за тези интервали на доставка.

Пл. Младеновски попита във всеки един интервал на доставка, в който дружеството е закупило на пазарен сегмент „Ден напред“, след това е имало излишък, който съответства на количествата от „Ден напред“.

Юл. Стоянов отговори, че хипотезите са две. Когато количеството, закупено от „Ден напред“, е по-малко от излишъка за този интервал на сетълмент, цялото количество на „Ден напред“ е извадено от излишъка.

Пл. Младеновски каза, че не от излишъка, а от изчисленията на компенсацията.

Юл. Стоянов обясни, че само за количествата говори в момента. Вторият случай е обратният. Когато количествата, закупени на „Ден напред“, са по-големи от целия излишък за съответния интервал на сетълмент. Излишъкът на практика е нулиран като количествата от „Ден напред“ са намалени с целия размер на излишък, но все пак остават известни количества, закупени от „Ден напред“.

Пл. Младеновски установи, че няма други въпроси и подложи на гласуване проекта на решение с прочетените от Юл. Стоянов корекции.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8в и чл. 30в, ал. 1 от Закона за енергетиката и чл. 37е, ал. 1 и ал. 8 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Приема доклад относно определяне на компенсации за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител за месец ноември 2025 г.;

II. Определя за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г. компенсации за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител, както следва:

1. За битовите крайни клиенти на „Електрохолд Продажби“ ЕАД – компенсация в размер на 49,49 лв./MWh, без ДДС;

2. За битовите крайни клиенти на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh, без ДДС;

3. За битовите крайни клиенти на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh, без ДДС;

4. За битовите крайни клиенти на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – компенсация в размер на 104,54 лв./MWh, без ДДС.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Пламен Младеновски и членовете на Комисията Благой Голубарев и Таско Ерменков.

Решението е взето с **три гласа „за“** (Пламен Младеновски - за, Благой Голубарев – за и Таско Ерменков – за), от които **два гласа** (Благой Голубарев, Таско Ерменков) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т. 2. Комисията, като разгледа подаденото от „Ситигаз България“ ЕАД **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 общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период с продължителност от три години**, доклад с вх. № Е-ДК-1462 от 28.11.2025 г., както и събраните данни от проведените на 09.12.2025 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-35-10 от 30.09.2025 г. от „Ситигаз България“ ЕАД 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 общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2026 – 2028 г.

Със Заповед № 3-Е-306 от 06.10.2025 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 „Ситигаз България“ ЕАД за одобряване на бизнес план за периода 2026 – 2028 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	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	24,49	0,61
Обществено-административни и търговски (ОА и търговски)	26,15	0,80
Битови	23,56	4,04

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

След извършена проверка на заявление с вх. № Е-15-35-10 от 30.09.2025 г. и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности.

В тази връзка с писмо с изх. № Е-15-35-10 от 14.10.2025 г. на КЕВР е изискано от дружеството да представи заявление, с което е преработено заявление с вх. № Е-15-35-10 от 30.09.2025 г. на „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството, при отразяване на следното: представяне на доказателства за оповестяване на предложението за цени в средствата за масово осведомяване; подписана от заявителя декларация по чл. 27а, ал. 1 от НРЦПГ за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи; обосновка за продължителността на предложения регулаторен период 2026 – 2028 г.; посочване в левове и в евро на цените за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа – арг. от чл. 15, ал. 1 и 2 от Закона за въвеждане на еврото в Република България. Изискано е също цените за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа да са образувани въз основа на корекция на модела на цените по отношение на амортизационните срокове и натрупаната амортизация на дълготрайните материални активи, изградени за сметка на приходи от присъединяване. Също така, е изискана информация за моторните превозни средства, с които ще се извършват лицензионните дейности през регулаторния период; копия от търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ, съгласно чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ и становище относно наличие на защитена по закон информация, съдържаща се в данните и документите по заявлението за утвърждаване на цени – включително чрез посочване на обхвата на информацията, съставляваща търговска тайна, основания и мотиви за квалифицирането ѝ като такава, посочване на частен интерес, който ще бъде засегнат при нейното разкриване и др. – арг. от чл. 18, ал. 1 и 3 от ЗЕ. В допълнение, е изискано параметрите, заложи в електронния модел на цените, да са в съответствие с параметрите на бизнес плана на „Ситигаз България“ ЕАД за периода 2026 – 2028 г., представен за одобряване от КЕВР със заявление с вх. № Е-15-35-9 от 30.09.2025 г., както и със заявлението за утвърждаване на цени на дружеството.

С писмо с вх. № Е-15-35-10 от 20.10.2025 г. „Ситигаз България“ ЕАД е представило заявление с вх. № Е-15-35-10 от 20.10.2025 г., с което е преработено заявление с вх. № Е-15-35-10 от 30.09.2025 г. за утвърждаване на цени и електронен модел на цените, ведно с изисканите документи, обосновки и данни. Изчислените и предложени 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	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)
Промислени	24,49	12,52	0,66	0,34
ОА и търговски	26,15	13,37	0,84	0,43
Битови	22,30	11,40	5,51	2,82

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-1462 от 28.11.2025 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 4 от Протокол № 339 от 02.12.2025 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 09.12.2025 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание, е участвал

председателят на Съвета на директорите на „Ситигаз България“ ЕАД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него.

Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 09.12.2025 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което е участвал председателят на Съвета на директорите на „Ситигаз България“ ЕАД, и не е изразил възражение по обсъждания проект на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Ситигаз България“ ЕАД за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово.

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

„Ситигаз България“ ЕАД е титуляр на лицензия № Л-358-08 от 06.06.2011 г. за дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-358-12 от 06.06.2011 г. за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово и Главиница, издадени за срок до 12.09.2042 г. С Решение на КЕВР № И2-Л-358 от 20.01.2016 г., лицензиите са изменени, като към лицензионната територия е присъединена територията на община Ситово.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, 11 и 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи, подлежат на регулиране от Комисията. С Решение № Ц-2 от 07.01.2021 г. Комисията е утвърдила на „Ситигаз България“ ЕАД 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 към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово за регулаторен период от 2021 до 2025 г.

В изпълнение на задължението по чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, „Ситигаз България“ ЕАД е публикувало съобщение във вестник „Силистренски бряг“, брой от 17 – 23 октомври 2025 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на Договор № 374-244 от 27.11.2023 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена (Договор № 374-244 от 27.11.2023 г.), сключен с „Булгаргаз“ ЕАД. Срокът на действие на Договор № 374-244 от 27.11.2023 г. е до 01.01.2025 г., като същият може да се удължи с допълнително споразумение, подписано от страните. В тази връзка, „Ситигаз България“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД са сключили Допълнително споразумение № 1 от 06.11.2024 г. към Договор № 374-244 от 27.11.2023 г., с което страните са удължили срока на договора до 01.01.2026 г. С Допълнително споразумение № 2 от 01.09.2025 г. към Договор № 374-244 от 27.11.2023 г. „Ситигаз България“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД са удължили срока на действие на договора до 01.01.2027 г.

Заявителят е представил и копие на Договор № 2/2020 от 30.01.2020 г. за доставка на природен газ, сключен с „Група Дружества Газ Римини“ СпА (Договор № 2/2020 от 30.01.2020 г.). Договор № 2/2020 от 30.01.2020 г. е със срок на действие до 01.10.2021 г. В тази връзка, страните са сключили Анекс № 4 към Договор № 2/2020 от 30.01.2020 г., с който срокът на действие на договора е удължен до 01.10.2025. Представено е и копие на Анекс № 5 към Договор № 2/2020 от 30.01.2020 г., с който страните са удължили срока на действие на договора до 01.10.2026 г.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Комисията утвърждава

групите клиенти по предложение на енергийните предприятия, в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

През новия регулаторен период „Ситигаз България” ЕАД предлага изменение на тарифната структура, която ще се състои от три групи клиенти: *промишлени, ОА и търговски и битови*. От групата на промишлените клиенти ще отпадне разделението на 2 (две) подгрупи според потребляваното количество природен газ – до 1000 MWh/год. и от 1000 до 5000 MWh/год. През изминалия регулаторен период промишлените клиенти не са достигнали годишно потребление над 1000 MWh, поради което за регулаторен период 2026 – 2028 г. дружеството предлага единна група за тези свои клиенти.

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

1. Регулаторен период

Предложеният от „Ситигаз България” ЕАД регулаторен период на цените е с продължителност от 3 (три) години, а именно: от 2026 до 2028 г.

Заявителят обосновава избраната продължителност на регулаторния период с нестабилността на пазара, породена от следните международни фактори: предстоящото прекратяване на използването на руски природен газ; прогнози и очаквания за повишен интерес към природен газ и съответно повишаване на интереса при битови клиенти; силната зависимост на борсовите цени от случайни международни процеси, които променят цената на природния газ и очаквани отрицателни тенденции вследствие на развитие на войните.

Предвид гореизложеното, предложеният от „Ситигаз България” ЕАД регулаторен период на цените с продължителност от 3 години 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 (НГП) 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. НГП за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти, са представени в таблица № 3:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 3

Клиенти	Мярка	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Промишлени	хил. лв.	143	139	133
ОА и търговски	хил. лв.	365	356	341
Битови	хил. лв.	232	236	238
Общо	хил. лв.	740	731	712

Посочените необходими годишни приходи образуват високи резултативни цени за дейността „разпределение на природен газ“. В тази връзка, „Ситигаз България” ЕАД е изготвило предложение за по-ниски от получените пределни цени, като е приложило коригиращи коефициенти, които намаляват НГП с цел изчисляване на по-ниски цени. Предложените от заявителя по-ниски цени целят постигане на баланс между интересите на клиентите и дружеството, при спазване принципите за ефективност, оптимизиране на дейността и недопускане на влошаване на финансово-икономическото състояние на лицензианта. Използваните коригиращи коефициенти са следните: за промишлени клиенти: 69,15%; за ОА и търговски клиенти: 80% и без коригиращ коефициент за битови клиенти.

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

Дейност „разпределение на природен газ“**Таблица № 4**

Клиенти	Мярка	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Промислени	хил. лв.	99	96	92
ОА и търговски	хил. лв.	292	285	273
Битови	хил. лв.	232	236	238
Общо	хил. лв.	623	617	603

Необходимите приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 5:

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“**Таблица № 5**

Клиенти	Мярка	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Промислени	хил. лв.	2	3	3
ОА и търговски	хил. лв.	9	9	9
Битови	хил. лв.	57	58	59
Общо	хил. лв.	68	70	71

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	Мярка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. лв.	512	519	516	1547	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	456	463	461	1380	89%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	56	56	56	167	11%

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 отчетни, отчетно-прогнозни и прогнозни стойности на годишна база. Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозирайл разходите си за периода 2026 – 2028 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, начислени разходи за загуби от обезценка, текущи 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, „Ситигаз България“ ЕАД 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 89% от общия обем разходи и се увеличават от 456 хил. лв. през 2026 г. на 461 хил. лв. през 2028 г.

Условно-постоянните разходи представляват 99% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“ и се увеличават от 452 хил. лв. за 2026 г. на 456 хил. лв. през 2028 г., със следното разпределение:

Разходите за материали представляват 2,1% от УПР за дейността, планирани 9,5 хил. лв. за 2026 г., с ръст на 9,6 хил. лв. за 2028 г. и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, планирани за 3 (три) автомобила 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 140 лв./месец/автомобил за обслужване и на двете лицензионни дейности;

- *разходи за работно облекло*, прогнозирани на база брой персонал, за покупка на лятно и зимно работно облекло с оглед безопасност на условията на труд – по 1013 лв./служител/година за персонал от четирима човека, заети в тази дейност;

- *разходи за канцеларски материали*, планирани на база персонал, в размер средно на 250 лв./служител/година.

Разходите за външни услуги представляват 26,8% от УПР, планирани с увеличение от 116 хил. лв. през 2026 г. на 129 хил. лв. за 2028 г., като включват:

- *разходи за застраховки* на газоразпределителната мрежа, вкл. имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, застраховка „Гражданска отговорност“ на юридически лица, прогнозирани като 0,08% от стойността на дълготрайните материални активи, със средногодишен размер от 2,8 хил. лв. за периода;

- *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 – 3,4 хил. лв. за 2026 г., с увеличение на 3,7 хил. лв. през 2028 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, прогнозирани в размер на 2000 лв. годишно въз основа на отчетените за базисната година;

- *разходи за абонаментно поддържане, аварийна готовност*, включват разходи за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации, и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозирани в зависимост от дължината на обслужваната мрежа при разход 1475 лв. за километър и 40 лв. за поддръжка на брой съоръжение;

- *разходи за реклама и рекламни материали*, прогнозирани по 2000 лв./годишно;

- *разходи за наеми*, включват наем на офиси и складови бази, прогнозирани по 7700 лв./годишно;

- *разходи за проверка на уреди*, прогнозирани в размер на 45 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански клиенти и по 5 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация битово съоръжение, при съответната периодичност на проверките;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, прогнозирани въз основа на отчетените през базисната година разходи – по 2000 лв./годишно;

- *други разходи*, включват разходи Борика за е-фактури, Изипей и Ипей, поддръжка на моторните превозни средства и банкова гаранция към „Булгаргаз“ ЕАД, прогнозирани въз основа на базисната година по 2000 лв./годишно.

Разходите за амортизации представляват 52,7% от УПР, като намаляват от 243 хил. лв. през 2026 г. на 233 хил. лв. през 2028 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 12,5% от УПР, прогнозиран в размер на 57 хил. лв. за 2026 г. и запазват стойността си до 2028 г. – за четирима служители (административно-управленския персонал и персонал по експлоатация и поддръжка на мрежата). Прогнозиран въз основа на средна работна заплата на човек за половин работен ден в размер на 1188 лв./мес.

Разходите за социални осигуровки представляват 4% от УПР или по 18 хил. лв. годишно през разглеждания период, 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, както и за работа при вредни за здравето условия. Размерът им е изчислен спрямо прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Социалните разходи представляват 1,1% от УПР, включват разходи за ваучери за храна на четирима служители: по 1250 лв. на човек/годишно планирани въз основа на отчетените за базисната година разходи.

Други разходи – 4000 лв. годишно през периода, представляват 0,9% от УПР и включват: *разходи за охрана на труда (трудова медицина)*, прогнозиран спрямо броя на персонала, зает в съответната дейност при 250 л./служител/година; *разходи за командировки и обучения на персонала*, прогнозиран при 250 лв./служител/година; *разходи за публикации*, прогнозиран по 2000 лв./годишно.

Променливите разходи, представляват 1% от общите разходи за тази дейност и се увеличават от 4,2 хил. лв. за 2026 г. на 4,7 хил. лв. през 2028 г., като включват разходи за *одорант* и *материали за текущо поддържане на табла за битови клиенти*.

Променливите разходи за одорант са планирани от заявителя в съответствие с прогнозираните за реализация количества природен газ при разходната норма от 2,4 mg/MWh, като са предвидени 2,2 хил. лв. през 2025 г. и достигат до 2,7 хил. лв. за 2028 г.;

Разходите материали за текущо поддържане на табла за битови клиенти са прогнозиран в размер на 2000 лв./год.

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

Тези разходи представляват 11% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността през разглеждания период са в размер на 56 хил. лв. за 2026 г. и запазват стойността си до 2028 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 – 14,5% от УПР, в размер на 8000 лв. годишно за периода и включват: *разходи за горива за автотранспорт*, планирани за 2 (два) автомобила на база среден пробег на километър и стойността на горивата към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени, с прогнозен средномесечен размер от 140 лв./месец/автомобил; *разходи за работно облекло*, прогнозиран на база брой персонал, за покупка на лятно и зимно облекло, при 1013 лв. на човек годишно; *разходи за канцеларски материали*, прогнозиран на база персонал в размер на 2000 лв./годишно.

Разходи за външни услуги – 10,8% от УПР, планирани по 6000 лв. годишно за периода и включват: *разходи за данъци и лицензионна такса*, прогнозиран в размер на 2000 лв. годишно; *пощенски разходи и разходи за телефони*, прогнозиран в размер на 2000 лв. годишно; *разходи за наеми*, включват наем на офиси и складови бази, прогнозиран в размер на 2000 лв. годишно.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял 51,3% от УПР, като размерът им 28,5 хил. лв. годишно и не се променя през разглеждания период, като включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по

експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозирани въз основа на средна работна заплата на човек за половин работен ден в размер на 1188 лв. за двама служители.

Разходи за социални осигуровки, прогнозирани в размер на 16,2% от УПР, като годишният им размер е 9000 лв. през разглеждания период. Разходите представляват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки и 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 3,6% от УПР и включват разходи за ваучери за храна на служителите по 1000 лв. на човек/год., като са определени въз основа на отчетените разходи за базисната година за двама служители.

Други разходи – представляват 3,6% от УПР и включват: *разходи за охрана на труда*, прогнозирани в размер на 1000 лв., като са определени въз основа на отчетените разходи за базисната година; *разходи за командировки и обучение на персонала*, прогнозирани в размер на 500 лв. за двама служители и отчетените разходи за базисната година.

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

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	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1.	Балансова стойност на дълготрайните материални активи (ДМА)	4127	3950	3794
2.	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	261	248	234
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	453	490	549
4.	Необходим оборотен капитал	27	27	28
5.	Регулаторна база на активите	3961	3735	3508
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане, %	7,16%	7,16%	7,16%
7.	Възвръщаемост	284	268	251
8.	Разходи, в т.ч.:	456	463	461
8.1.	УПР	452	459	456
8.2.	Променливи разходи	4	5	5

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

Таблица № 8

№	Позиция	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	0	0	0
2.	Балансова стойност на ДНА	0	0	0
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	180	201	216
5.	Регулаторна база на активите	180	201	216
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане, %	7,16%	7,16%	7,16%
7.	Възвръщаемост	13	14	15
8.	Разходи, в т.ч.:	56	56	56
8.1.	УПР	56	56	56
8.2.	Променливи разходи	0	0	0

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

За осъществяване на лицензионните дейности „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ през периода 2026 – 2028 г., „Ситигаз България“ ЕАД предвижда да използва собствени средства. Предложената от дружеството среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2026 – 2028 г. е 7,16%, изчислена при 100% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 6,45%, 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 страните 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, 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 „Ситигаз България“ ЕАД следва да бъдат използвани данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисляване на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Ситигаз България“ ЕАД е използван Моделът за оценка на капиталовите активи и актуални данни от цитираните по-горе източници, а именно: безрискова премия в размер на 3,9294%; безлостов β коефициент – 0,39, който предвид капиталовата структура, при преобразуване в лостов коефициент запазва стойността си, и обща пазарна рискова премия за Р България от 6,57%. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал се получава в размер на 6,49%, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,21%, която е по-висока спрямо предложената от заявителя.

Предвид изложеното е обосновано да бъде приета предложената от „Ситигаз България“ ЕАД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,16%, изчислена при 100% собствен капитал, с норма на възвръщаемост в размер на 6,45%, 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	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Промислени	3420	4000	4400
ОА и търговски	9855	11 250	11 550
Битови	9648	10 448	11 648
Общо	22 923	25 698	27 598

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

Клиенти	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Промислени	9	10	11
ОА и търговски	73	75	77
Битови	1206	1306	1456
Общо	1288	1391	1544

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта, условно-постоянните и променливите разходи.

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на условно-постоянните разходи и възвръщаемостта отчитат стойността на дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА, като делът на ДМА за газопроводите и съоръжения – линейна част са разпределени чрез дела на максималния часов разход на съответната група в общия максимален часов разход. Стойността на газопроводните отклонения, чрез които клиентите на природен газ се присъединяват към газоразпределителната мрежа е разделена за съответната група клиенти. 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 0,193 през 2026 г. на 0,188 през 2028 г., за ОА и търговските – намалява от 0,494 за 2026 г. на 0,479 за 2028 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,313 през 2026 г. на 0,333 през 2028 г. Коефициентите за разпределение на променливите разходи по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът се увеличава от 0,149 през 2026 г. на 0,159 през 2028 г., за ОА и търговските – намалява от 0,430 за 2026 г. на 0,419 за 2028 г., за битовите клиенти се увеличава от 0,421 през 2026 г. на 0,422 през 2028 г.

Коефициентът за разпределение на условно-постоянните разходи и възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиенти за съответната група клиенти към общия брой клиенти, както и на база средната годишна консумация на съответната група клиенти към общата консумация. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът се увеличава от 0,034 през 2026 г. на 0,040 през 2028 г., за ОА и търговските – се увеличава от 0,127 за 2026 г. на 0,130 за 2028 г., за битовите клиенти намалява от 0,839 през 2026 г. на 0,830 през 2028 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат дела на ДМА на газоразпределителната мрежа за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА, броя клиенти от всяка група клиенти към общия брой клиенти, както и средната годишна консумация на всяка група клиенти към общото потребление.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа

Според чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ през разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Според чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ. Компонентата цена за снабдяване се определя на основата на необходимите годишни приходи съгласно чл. 9 за снабдяване с природен газ към прогнозното количество природен газ (чл. 19, ал. 3 от НРЦПГ).

Изчислените от „СитиГаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово 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	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)
Промислени	35,41	18,11	0,66	0,34
ОА и търговски	32,69	16,71	0,84	0,43
Битови	22,30	11,40	5,51	2,82

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

Предложените за утвърждаване от дружеството цени за регулаторен период 2026 – 2028 г., след прилагане на коригиращи коефициенти, са посочени в таблица № 12:

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

Таблица № 12

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)
Промислени	24,49	12,52	0,66	0,34
ОА и търговски	26,15	13,37	0,84	0,43
Битови	22,30	11,40	5,51	2,82

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

С оглед гореизложеното и след анализ на представените в заявление с вх. № Е-15-35-10 от 30.09.2025 г., преработено със заявление с вх. № Е-15-35-10 от 20.10.2025 г. от „СитиГаз България“ ЕАД, данни, обосновки и коригиран електронен модел на цените от 20.10.2025 г. се установява, че дружеството е формирало цените за пренос през газоразпределителната мрежа и цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител в съответствие с НРЦПГ.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

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

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството се делят на УПР и променливи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране; изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение; одобряване на работният проект от общината; издаване на разрешение за строеж и становища по изпълнение на газопроводното отклонение от Главна дирекция „Инспекция за държавен технически надзор“.

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 2026 – 2028 г. заявителят не предвижда изменение на цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, посочени в таблица № 13:

Цени за присъединяване

Таблица № 13

Клиентски групи	Цени (лв./клиент)	Цени (евро/клиент)
Промислени	4880	2495,10
ОА и търговски	2680	1370,26
Битови	520	265,87

Забележка: предложените цени са в лева, без ДДС.

Предложените цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на лицензионната територия на заявителя са формирани при отчитане на представените разходи по групи клиенти в съответствие с НРЦПГ.

Изказвания по т. 2.:

Пл. Младеновски отбеляза, че членовете на Комисията са запознати с приетия доклад, който е бил подложен на открито заседание и обществено обсъждане. Председателят даде думата на М. Димитров да посочи има ли настъпили промени след проведеното открито заседание. В случай, че няма промени, да бъде прочетен диспозитивът на проекта на решение.

Докладва М. Димитров. Административното производство е образувано по подадено заявление от „Ситигаз България“ ЕАД 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 за територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово. Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад от 28.11.2025 г., в който подробно са коментирани ценообразуващите елементи. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 4 от Протокол № 339 от 02.12.2025 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

Пл. Младеновски отново посочи, че членовете на Комисията са запознати с тази информация и помоли да се докладва има ли промени след проведеното открито заседание и обществено обсъждане и да се премине към диспозитива на проекта на решение.

М. Димитров каза, че няма никакви промени. Представителят на дружеството е изразил съгласие с изготвения доклад.

М. Димитров прочете диспозитива на проекта на решение:

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ
Р Е Ш И:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2026 г., на „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период с продължителност от три години, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (изброени за отделните групи клиенти);

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ (посочени за трите години от регулаторния период: Необходими годишни приходи, Количества природен газ, Норма на възвръщаемост на капитала: 7,16%);

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа (изброени за отделните групи клиенти);

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа (изброени за отделните групи клиенти);

5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2. (посочени за трите години от регулаторния период: Необходими годишни приходи, Количества природен газ, Норма на възвръщаемост на капитала);

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, (изброени за отделните групи клиенти, които са без промяна спрямо предишния регулаторен период);

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 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.

Пл. Младеновски установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 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 01.01.2026 г., на „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период с продължителност от три години, както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти: 24,49 лв./MWh (12,52 евро/MWh);

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 26,15 лв./MWh (13,37 евро/MWh);

1.3. За битови клиенти: 22,30 лв./MWh (11,40 евро/MWh).

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

Необходими годишни приходи: за 2026 г. – 623 хил. лв.; за 2027 г. – 617 хил. лв.; за 2028 г. – 603 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2026 г. – 22 923 MWh/год.; за 2027 г. – 25 698 MWh/год.; за 2028 г. – 27 598 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,16%.

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

3.1. За промишлени клиенти: 63,67 лв./MWh (32,55 евро/MWh);

3.2. За общественно-административни и търговски клиенти: 63,85 лв./MWh (32,64 евро/MWh);

3.3. За битови клиенти: 68,52 лв./MWh (35,03 евро/MWh).

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ: 63,01 лв./MWh (32,22 евро/MWh);

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 0,66 лв./MWh (0,34 евро/MWh);

4.2.2. За общественно-административни и търговски клиенти: 0,84 лв./MWh (0,43 евро/MWh);

4.2.3. За битови клиенти: 5,51 лв./MWh (2,82 евро/MWh).

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

Необходими годишни приходи: за 2026 г. – 68 хил. лв.; за 2027 г. – 70 хил. лв.; за 2028 г. – 71 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2026 г. – 22 923 MWh/год.; за 2027 г. – 25 698 MWh/год.; за 2028 г. – 27 598 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,16%.

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, както следва:

6.1. За промишлени клиенти: 4880 лв./клиент (2495,10 евро/клиент);

6.2. Обществено-административни и търговски клиенти: 2680 лв./клиент (1370,26 евро/клиент);

6.3. Битови клиенти: 520 лв./клиент (265,87 евро/клиент).

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

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

В заседанието по **точка втора** участват председателят Пламен Младеновски и членовете на Комисията Благой Голубарев и Таско Ерменков.

Решението е взето с **три гласа „за“** (Пламен Младеновски – за, Благой Голубарев – за и Таско Ерменков – за), от които **два гласа** (Благой Голубарев, Таско Ерменков) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т. 3. Комисията, като разгледа подаденото от „ЗИВ“ ЕООД 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 Балчик, за регулаторен период с продължителност от три години, доклад с вх. № Е-ДК-1463 от 28.11.2025 г., както и събраните данни от проведените на 09.12.2025 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-43-6 от

29.09.2025 г. на „ЗИВ“ ЕООД 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 Балчик, за регулаторен период 2026 – 2028 г.

Със Заповед № 3-Е-307 от 06.10.2025 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 „ЗИВ“ ЕООД за одобряване на бизнес план за периода 2026 – 2028 г.

Предложените за утвърждаване от дружеството със заявление с вх. № Е-15-43-6 от 29.09.2025 г. цени за пренос 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 Балчик, са представени в таблица № 1:

Цени за пренос през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване *Таблица № 1*

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за присъединяване (лв./клиент)
Стопански клиенти с равномерно потребление	24,74	3,59	4245
Стопански клиенти с неравномерно потребление	25,54	3,48	2170
Битови	25,78	3,75	805

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

След извършена проверка на заявление с вх. № Е-15-43-6 от 29.09.2025 г. и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности.

В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-43-6 от 10.10.2025 г. от дружеството е изискано да представи: доказателства за оповестяване на предложението за цени в средствата за масово осведомяване; подписана от заявителя декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи, съгласно чл. 27а, ал. 1 от НРЦПГ; данни за броя по години на моторните превозни средства, с които ще се извършват лицензионните дейности през регулаторния период. Изискано е заявление, с което е преработено заявление с вх. № Е-15-43-6 от 29.09.2025 г. на „ЗИВ“ ЕООД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството, при отразяване на следното: посочване на регулаторния период и лицензионната територия, на която ще се прилагат цените; посочване в левове и евро на цените за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа – арг. от чл. 15, ал. 1 и 2 от Закона за въвеждане на еврото в Република България; цените за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа да са образувани въз основа на корекция на модела на цените, както следва: балансовите стойности на дълготрайните активи на дружеството към 31.12.2024 г. за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ да се приведат в съответствие с Констативен протокол № Г-2 от 14.05.2025 г. от извършена планова проверка на дружеството; промяна на амортизационните срокове на дълготрайните материални активи (ДМА), изградени за сметка на приходи от присъединяване в дейност „разпределение на природен газ“ и да се нанесат данни за натрупаната амортизация към 2024 г.; стойностите ДМА, изградени за сметка на приходи от присъединяване да не се включват в сумите на отчетната стойност, годишната

амортизационна квота, начислената до момента амортизация и балансова стойност. Също така, от заявителя е изискано и становище относно наличие на защитена по закон информация, съдържаща се в данните и документите по заявлението за утвърждаване на цени – включително чрез посочване на обхвата на информацията, съставляваща търговска тайна, основания и мотиви за квалифицирането ѝ като такава, посочване на частен интерес, който ще бъде засегнат при нейното разкриване и др. – арг. от чл. 18, ал. 1 и ал. 3 от ЗЕ.

„ЗИВ“ ЕООД е представило заявление с вх. № Е-15-43-6 от 20.10.2025 г., с което е преработило заявление с вх. № Е-15-43-6 от 29.09.2025 г. за утвърждаване на цени и електронен модел, ведно с изисканите документи, обосновки и данни. Поради допуснати технически грешки, с писмо с вх. № Е-15-43-6 от 11.11.2025 г. „ЗИВ“ ЕООД е представило заявление с вх. № Е-15-43-6 от 11.11.2025 г., с което са преработени заявление с вх. № Е-15-43-6 от 29.09.2025 г. и заявление с вх. № Е-15-43-6 от 20.10.2025 г. за утвърждаване на цени и електронен модел, ведно с изисканите документи, обосновки и данни. Предложените със заявление с вх. № Е-15-43-6 от 11.11.2025 г. от „ЗИВ“ ЕООД цени за пренос 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 Балчик, в левове и евро, са представени в таблица № 2:

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

Таблица № 2

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)
Стопански клиенти с равномерно потребление	23,13	11,83	4,20	2,15
Стопански клиенти с неравномерно потребление	24,44	12,50	3,30	1,69
Битови	24,58	12,57	3,91	2,00

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

За регулаторен период 2026 – 2028 г. „ЗИВ“ ЕООД не предвижда изменение на утвърдените с Решение № Ц-33 от 05.08.2021 г. на КЕВР цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Балчик, посочени в таблица № 3:

Цени за присъединяване

Таблица № 3

Клиенти	Цени (лв./клиент)	Цени (евро/клиент)
Стопански клиенти с равномерно потребление	4245	2170,43
Стопански клиенти с неравномерно потребление	2170	1109,50
Битови	805	411,59

Забележка: цените са без ДДС.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението данни са отразени в доклад с вх. № Е-ДК-1463 от 28.11.2025 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 № 339 от 02.12.2025 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 09.12.2025 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание, дистанционно е участвал упълномощен представител на „ЗИВ“ ЕООД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 09.12.2025 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което дистанционно е участвал упълномощен представител на „ЗИВ“ ЕООД, и не е изразил възражение по обсъждания проект на решение.

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

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

„ЗИВ“ ЕООД е титуляр на лицензия № Л-541-08 от 05.08.2021 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-541-12 от 05.08.2021 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Балчик, издадени за срок от 35 (тридесет и пет) години.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи, подлежат на регулиране от Комисията. С Решение № Ц-33 от 05.08.2021 г. Комисията е утвърдила на „ЗИВ“ ЕООД 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 Балчик за регулаторен период от 2021 до 2025 г.

В изпълнение на задължението по чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, „ЗИВ“ ЕООД е публикувало съобщения на интернет страниците на дружеството и на Информационна Агенция Добруджа.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на сключен между „ЗИВ“ ЕООД и „Булгаргаз“ ЕАД Договор № 434-244 от 27.11.2023 г. за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена (Договор № 434-244 от 27.11.2023 г.), със срок на действие на договора до 1 януари 2025 г. Съгласно условията на договора, срокът му на действие може да бъде удължен с допълнително споразумение. В тази връзка, „ЗИВ“ ЕООД и „Булгаргаз“ ЕАД са сключили Допълнително споразумение № 9 от 01.09.2024 г., с което срокът на действие на Договор № 434-244 от 27.11.2023 г. е удължен до 1 януари 2027 г.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Комисията утвърждава групите клиенти по предложение на енергийните предприятия, в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ). През новия регулаторен период „ЗИВ“ ЕООД не предвижда промяна на тарифна структура, която се състои от три групи клиенти: *стопански с равномерно потребление; стопански с неравномерно потребление и битови.*

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

1. Регулаторен период

Предложеният от „ЗИВ“ ЕООД регулаторен период на цените е с продължителност от 3 години, а именно: от 2026 до 2028 г. Дружеството счита, че отчитайки динамичния характер на търсенето и предлагането на природен газ, очакваните увеличения на разходите за труд, предизвикателствата при дългосрочното им прогнозиране, както и относителната нестабилност на цените на материалите и строителството, свързани с лицензионните дейности, по-краткият тригодишен регулаторен период е по-подходящ, като по този начин заявителят ще може ефективно да изпълнява своята инвестиционна и производствена програма.

Предвид изложеното, предложеният от „ЗИВ“ ЕООД регулаторен период на цените с продължителност от 3 години 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 (НГП) за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозираны от дружеството по години за регулаторния период. НГП по години, групи клиенти и дейности, са представени в таблици № 4 и 5:

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

Клиенти	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Стопански клиенти с равномерно потребление	166	187	231
Стопански клиенти с неравномерно потребление	41	74	81
Битови	7	7	6
Общо	214	268	318

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

Клиенти	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Стопански клиенти с равномерно потребление	36	34	35
Стопански клиенти с неравномерно потребление	8	9	10
Битови	1	1	1
Общо	45	45	45

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	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	198	222	246	666	100%
„разпределение на природен газ“	161	185	209	555	83%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	37	37	37	111	17%

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 прогнозировал разходите си за периода 2026 – 2028 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, начислени разходи за загуби от обезценка, текущи разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущи 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, „ЗИВ“ ЕООД 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 83% от общия обем разходи и се увеличават от 161 хил. лв. през 2026 г. на 209 хил. лв. през 2028 г.

УПР представляват 98,2% от разходите за дейността „разпределение на природен газ“, планирани с увеличение от 158 хил. лв. за 2026 г. на 205 хил. лв. през 2028 г., със следното разпределение:

Разходите за материали представляват 6,7% от УПР за дейността, планирани 10,2 хил. лв. за 2026 г., като се увеличават на 14,2 хил. лв. за 2028 г. и включват:

- *разходи за горива за автотранспорт*, планирани на база среден разход на километър изградена газоразпределителна мрежа и стойността на горивата към момента на изготвяне на предложението за утвърждаване на цени – 53 лв./км, с прогнозен средногодишен размер от 3,6 хил. лв. за периода;

- *разходи за работно облекло*, прогнозиран на база брой на персонала – по 1000 лв./год. на човек или 3 хил. лв. годишно през регулаторния период за трима служители, заети с тази дейност;

- *разходи за материали за текущо поддържане* – 3,9 хил. лв. през 2026 г. и 7,4 хил. лв. през 2028 г., представляващи разходи, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по газоразпределителната мрежа и съоръженията към нея. Прогнозирани като процент от стойността на вече изградените линейни участъци, като е отчетено и въвеждането на новите линейни участъци.

Разходите за външни услуги представляват 13% от УПР, планирани с увеличение от 20,9 хил. лв. през 2026 г. на 26,3 хил. лв. за 2028 г., като включват:

- *разходи за застраховки*, прогнозиран като 0,3% от стойността на ДМА – 2,1 хил. лв. за 2026 г., с увеличение на 4,5 хил. лв. през 2028 г., включват имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, Гражданска застраховка юридически лица;

- *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, със средногодишен размер от около 2,7 хил. лв. за периода;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, планирани в размер на 2000 лв. годишно през разглеждания период;

- *разходи за абонаментно поддържане аварийна готовност*, в средногодишен размер от 5,5 хил. лв. през периода, прогнозиран в зависимост от дължината на обслужваната мрежа, при разход за километър в размер на 59 лв. Включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации, и разходите за поддържане на аварийна готовност;

- *разходи за проверка на уреди*, планирани в размер на 5 хил. лв. през 2026 г., и се изменят на 7,2 хил. лв. за 2028 г. Определени в размер на 36 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански клиенти и по 4 лв./год. за всяко едно въведено в експлоатация битово съоръжение, при съответната периодичност на проверките;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, прогнозиран на база отчетни разходи за базисната година – по 2000 лв. годишно за периода;

- *други разходи* – всички допълнително възникващи разходи за външни услуги, прогнозиран като условно-постоянна годишна сума в размер на 2000 лв.

Разходите за амортизации представляват 31,7% от УПР, като се увеличават от 38,6 хил. лв. през 2026 г. на 76,6 хил. лв. през 2028 г., предвидени за амортизации както на наличните, така и за активите, които ще се придобиват през новия регулаторен период.

Разходите за амортизации на дълготрайните активи са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ. Дружеството е представило амортизационен план на активите по видове и години.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 35,7% от УПР, включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозирани с постоянен размер от 64,8 хил. лв. годишно за периода, на база зает персонал и средна месечна работна заплати на човек в размер на 1800 лв., като за дейност „разпределение на природен газ“ е предвиден персонал от трима служители.

Разходите за социални осигуровки представляват 11,3% от УПР, с постоянен годишен размер от 20,5 хил. лв. през периода, представляващи 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, както и за работа при вредни за здравето условия. Сумата е обвързана с прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Други разходи представляват 1,7% от УПР, планирани в общ размер на 3000 лв. годишно за периода, и включват разходите за *охрана на труда* – по 1000 лв. годишно и за *командировки и обучения на персонала* – по 2000 лв./год.

Променливите разходи, представляват 1,8% от общите разходи за тази дейност, като включват разходи за *одорант* и за *материали за текущо поддържане*. Основният материал, използван във връзка с дейността на дружеството и пряко зависещ от количествата природен газ е одорантът. Променливите *разходи за одорант* са планирани от заявителя в съответствие с прогнозираните за реализация количества природен газ, разходна норма от 2,4 mg/MWh и цена на одоранта, а именно: 1,2 хил. лв. за 2026 г. и 1,5 хил. лв. за 2028 г. Разходите за *материали за текущо поддържане* са прогнозирани в размер на 2000 лв. годишно за периода.

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

Тези разходи представляват 17% от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността през разглеждания период са планирани с постоянен размер от 36,8 хил. лв. годишно.

УПР 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 представляват 13,6% от УПР, планирани с годишен размер от 5000 лв. за периода, като включват: *разходи за горива за автотранспорт*, с прогнозен годишен размер от 4000 лв. за периода и *разходи за работно облекло*, прогнозирани на база персонал – по 1000 лв./год. на човек за един служител, зает с тази дейност.

Разходи за външни услуги – 5,4% от УПР, планирани по 2000 лв. годишно, като включват *пощенски разходи, телефони и абонаменти* в размер на 1000 лв. годишно и *разходи за въоръжена и противопожарна охрана (ППО)* – за СОТ и ППО, в размер на 1000 лв./год.

Разходите за амортизации представляват 1,2% от УПР, планирани с годишен размер от 429 лв. за периода и включват само разходите за амортизация на ДМА.

Разходи за заплати и възнаграждения, с относителен дял 58,6% от УПР, като размерът им е 21,6 хил. лв. средногодишно, прогнозиран въз основа на средна месечна работна заплата в размер на 1800 лв. за заплати на персонал от един служител, зает в тази дейност.

Разходи за социални осигуровки, представляват 18,5% от УПР, като средногодишният им размер е 6,8 хил. лв. през разглеждания период. Планирани за 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.

Други разходи, с относителен дял от 2,7%, представляващи *разходите за охрана на труда*, планирани в размер на 1000 лв. годишно за периода.

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

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	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	717	1132	1512
2.	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	13	12	12
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	1	6	16
4.	Необходим оборотен капитал	15	16	17
5.	Регулаторна база на активите	744	1154	1524
6.	Норма на възвръщаемост, %	0	0	0
7.	Възвръщаемост	53	83	109
8.	Разходи, в т.ч.:	161	185	209
8.1.	УПР	158	182	205
8.2.	Променливи разходи	3	3	4

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

Таблица № 8

№	Позиция	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	0	0	0
2.	Балансова стойност на ДНА	13	12	12
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	0	0	0
4.	Необходим оборотен капитал	95	98	106
5.	Регулаторна база на активите	108	111	118
6.	Норма на възвръщаемост, %	7,16%	7,16%	7,16%
7.	Възвръщаемост	8	8	8
8.	Разходи, в т.ч.:	37	37	37
8.1.	УПР	37	37	37
8.2.	Променливи разходи	0	0	0

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

За осъществяване на лицензионните дейности „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ през периода 2026 – 2028 г. „ЗИВ“ ЕООД

предвижда да използва само собствени средства, формирани от основния капитал и натрупаната печалба/загуба за съответната година. Предложената от дружеството среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2026 – 2028 г. е в размер на 7,16%, изчислена при 100% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 6,45%, след данъчно облагане (корпоративен данък от 10%, съгласно Закона за корпоративното подоходно облагане).

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието. Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страните 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, 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 „ЗИВ“ ЕООД 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 „ЗИВ“ ЕООД е използван Модела за оценка на капиталовите активи и актуални данни от цитираните по-горе източници, а именно: безрискова премия в размер на 3,9294%; безлостов β коефициент – 0,39, който предвид капиталовата структура, при преобразуване в лостов коефициент запазва стойността си, а общата пазарна рискова премия за Р България е в размер на 6,57%. В резултат, изчислената норма на възвръщаемост на собствения капитал е в размер на 6,49%, а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е в размер на 7,21%, която е по-висока спрямо предложената от дружеството.

Предвид изложеното е обосновано да бъде приета предложената от „ЗИВ“ ЕООД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2026 – 2028 г. в размер на 7,16%, изчислена при 100% собствен капитал, с норма на възвръщаемост 6,45%, след данъчно облагане.

3. Прогнозна консумация на природен газ и прогнозен брой клиенти

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството, са представени по години и групи клиенти в таблици № 9 и 10:

Прогнозна консумация (MWh/год.)

Таблица № 9

Клиенти	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Стопански клиенти с равномерно потребление	7740	7740	9676
Стопански клиенти с неравномерно потребление	2063	2578	3352
Битови	275	288	288
Общо	10 078	10 607	13 316

Прогнозен брой клиенти (бр.)

Таблица № 10

Клиенти	2026 г.	2027 г.	2028 г.
---------	---------	---------	---------

Стопански клиенти с равномерно потребление	4	4	5
Стопански клиенти с неравномерно потребление	8	10	13
Битови	21	22	22
Общо	33	36	40

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта, УПР и променливите разходи.

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на УПР и възвръщаемостта отчитат стойността на дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА, като делът на ДМА за газопроводите и съоръжения – линейна част са разпределени чрез дела на максималния часов разход на съответната група в общия максимален часов разход. Стойността на газопроводните отклонения, чрез които клиентите на природен газ се присъединяват към газоразпределителната мрежа е разделена за съответната група клиенти. Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя, както следва: за стопанските клиенти с равномерно потребление коефициентът намалява от 0,773 през 2026 г. на 0,726 през 2028 г., за стопанските клиенти с неравномерно потребление се увеличава от 0,192 за 2026 г. на 0,254 за 2028 г., за битовите клиенти намалява от 0,035 през 2026 г. на 0,020 през 2028 г. Коефициентите за разпределение на променливите разходи по групи клиенти за дейността „разпределение на природен газ“, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за стопанските клиенти с равномерно потребление коефициентът намалява от 0,768 през 2026 г. на 0,727 през 2028 г., за стопанските клиенти с неравномерно потребление се увеличава от 0,205 за 2026 г. на 0,252 за 2028 г., за битовите клиенти намалява от 0,027 през 2026 г. на 0,022 през 2028 г.

Коефициентът за разпределение на УПР и възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиенти за съответната група клиенти към общия брой клиенти, както и на база средната годишна консумация на съответната група клиенти към общата консумация. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за стопанските клиенти с равномерно потребление коефициентът намалява от 0,804 през 2026 г. на 0,768 през 2028 г., за стопанските клиенти с неравномерно потребление се увеличава от 0,170 за 2026 г. на 0,211 за 2028 г., за битовите клиенти намалява от 0,026 през 2026 г. на 0,021 през 2028 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат дела на ДМА на газоразпределителната мрежа за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА, броя клиенти от всяка група клиенти към общия брой клиенти, както и средната годишна консумация на всяка група клиенти към 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 „ЗИВ“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Балчик са посочени в таблица № 11:

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

Таблица № 11

Клиенти	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)
Стопански клиенти с равномерно потребление	23,13	11,83	4,20	2,15
Стопански клиенти с неравномерно потребление	24,44	12,50	3,30	1,69
Битови	24,58	12,57	3,91	2,00

Забележка: предложените цени са без включен акциз и ДДС.

С оглед гореизложеното и след анализа на представените от „ЗИВ“ ЕООД в заявление с вх. № Е-15-43-6 от 29.09.2025 г., преработено със заявления с вх. № Е-15-43-6 от 20.10.2025 г. и с вх. № Е-15-43-6 от 21.11.2025 г., данни, обосновки и коригиран електронен модел на цените се установява, че заявителят е формирал цените за пренос през газоразпределителната мрежа и снабдяване с природен газ от краен снабдител в съответствие с НРЦПГ.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

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

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството се делят на УПР и променливи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране; изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение; съгласуване на работен проект за газопроводното отклонение с Районна служба „Пожарна и аварийна безопасност“ (РСПАБ), комуникационни оператори и Главна дирекция „Инспекция за държавен технически надзор“ (ИДТН); одобряване на работен проект от общината; издаване на разрешение за строеж; сключване на договор за независим строителен надзор (НСН); разходи по организация и безопасност на движението; разходи за проби на якост и плътност; изготвяне на екзекутивна документация; становища по изпълнение на газопроводното отклонение (РСПАБ, ИДТН, община, Агенция по кадастъра); разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия; разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи са в зависимост от максималния часови разход и включват изкопно-възстановителни и монтажни работи; излаз към газорегулаторен и замерен пункт (ГРЗП), както и свързване на ГРЗП към газовата инсталация.

За регулаторен период 2026 – 2028 г. „ЗИВ“ ЕООД не предвижда изменение на действащите цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Балчик, посочени в таблица № 12:

Цени за присъединяване

Таблица № 12

Клиенти	Цени (лв./клиент)	Цени (евро/клиент)
Стопански клиенти с равномерно потребление	4245	2170,43
Стопански клиенти с неравномерно потребление	2170	1109,50
Битови	805	411,59

Забележка: предложените цени са в лева, без ДДС.

Предложените цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на лицензионната територия на заявителя са формирани въз основа на подробно представени разходи по групи клиенти в съответствие с НРЦПГ.

Изказвания по т. 3.:

Докладва М. Димитров. „ЗИВ“ ЕООД е лицензиант за територията на община Балчик. След проведени открито заседание и обществено обсъждане не са получени становища в определения срок. Представител на дружеството е присъствал на открито заседание и е потвърдил фактите и обстоятелствата, отразени в доклада.

М. Димитров прочете диспозитива на проекта на решение:

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2026 г., на „ЗИВ“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Балчик за регулаторен период с продължителност от три години, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (изброени за отделните групи клиенти);

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва (посочени за регулаторния период Необходими годишни приходи, Количества природен газ, Норма на възвръщаемост на капитала: 7,16%);

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Балчик (изброени за отделните групи клиенти);

4. Ценови компоненти на цените по т. 3 (изброени за отделните групи клиенти);

5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2. са, както следва (посочени за регулаторния период Необходими годишни приходи, Количества природен газ, Норма на възвръщаемост на капитала);

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Балчик, както следва (изброени за отделните групи клиенти, които са без промяна спрямо предишния регулаторен период);

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 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.

Пл. Младеновски установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 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 01.01.2026 г., на „ЗИВ“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен

снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Балчик за регулаторен период с продължителност от три години, както следва:

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

1.1. За стопански клиенти с равномерно потребление 23,13 лв./MWh (11,83 евро/MWh);

1.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление 24,44 лв./MWh (12,50 евро/MWh);

1.3. За битови клиенти 24,58 лв./MWh (12,57 евро/MWh).

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

Необходими годишни приходи: за 2026 г. – 214 хил. лв.; за 2027 г. – 268 хил. лв.; за 2028 г. – 318 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2026 г. – 10 078 MWh/год.; за 2027 г. – 10 607 MWh/год.; за 2028 г. – 13 316 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,16%.

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

3.1. За стопански клиенти с равномерно потребление 67,21 лв./MWh (34,37 евро/MWh);

3.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление 66,31 лв./MWh (33,90 евро/MWh);

3.3. За битови клиенти 66,92 лв./MWh (34,22 евро/MWh).

4. Ценови компоненти на цените по т. 3:

4.1. Цена на природния газ: 63,01 лв./MWh (32,22 евро/MWh);

4.2. Цена за снабдяване, както следва:

4.2.1. За стопански клиенти с равномерно потребление 4,20 лв./MWh (2,15 евро/MWh);

4.2.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление 3,30 лв./MWh (1,69 евро/MWh);

4.2.3. За битови клиенти 3,91 лв./MWh (2,00 евро/MWh).

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

Необходими годишни приходи: за 2026 г. – 45 хил. лв.; за 2027 г. – 45 хил. лв.; за 2028 г. – 45 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2026 г. – 10 078 MWh/год.; за 2027 г. – 10 607 MWh/год.; за 2028 г. – 13 316 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,16%.

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

6.1. За стопански клиенти с равномерно потребление 4245 лв./клиент (2170,43 евро/клиент);

6.2. За стопански клиенти с неравномерно потребление 2170 лв./клиент (1109,50 евро/клиент);

6.3. За битови клиенти 805 лв./клиент (411,59 евро/клиент).

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

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

В заседанието по **точка трета** участват председателят Пламен Младеновски и членовете на Комисията Благой Голубарев и Таско Ерменков.

Решението е взето с **три гласа „за“** (Пламен Младеновски – за, Благой Голубарев – за и Таско Ерменков – за), от които **два гласа** (Благой Голубарев, Таско Ерменков) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

По т. 4. Комисията, като разгледа подаденото от „Примагаз“ 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 Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за регулаторен период с продължителност от две години, доклад с вх. № Е-ДК-1464 от 28.11.2025 г., както и събраните данни от проведените на 09.12.2025 г. открито заседание и обществено обсъждане, установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-21-9 от 30.09.2025 г. от „Примагаз“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“ за регулаторен период 2026 – 2027 г.

Със Заповед № 3-Е-308 от 06.10.2025 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 „Примагаз“ АД за одобряване на бизнес план за периода 2026 – 2027 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:

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

Таблица № 1

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)
Промислени	13,99	0,60
Обществено-административни и търговски (ОА и търговски)	29,07	0,67
Битови	37,82	5,08

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

След извършена проверка на заявление с вх. № Е-15-21-9 от 30.09.2025 г. и приложенията към него по реда на чл. 28, ал. 1 от НРЦПГ са установени нередовности.

В тази връзка с писмо изх. № Е-15-21-9 от 28.10.2025 г. на КЕВР е изискано от дружеството да представи заявление, с което е преработено заявление с вх. № Е-15-21-9 от 30.09.2025 г. на „Примагаз“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на дружеството, както и коригиран електронен модел на цените, при отразяване на следното: посочване в левове и в евро на цените за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа, цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цените за присъединяване към газоразпределителната

мрежа – арг. от чл. 15, ал. 1 и 2 от Закона за въвеждане на еврото в Република България. Изискано е също цените за пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа и цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител да са образувани въз основа на коригирани амортизационни планове за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, в съответствие с амортизационния план, който дружеството следва да изготви и представи в КЕВР в изпълнение на дадено на „Примагаз“ АД задължително предписание в Констативен протокол № Г-6 от 08.10.2025 г. от извършена планова проверка на дружеството. Изискана е информация за сградата, която дружеството предвижда да придобие за дейността „разпределение на природен газ“ през регулаторен период 2026 – 2027 г., обосновка за продължителността на предложения регулаторен период 2026 – 2027 г. както и фактури, издадени за разходи за 2024 г. и обосновка за предвидените разходи за регулаторния период 2026 – 2027 г. Също така, е изискана информация относно: броя по години на моторните превозни средства, с които ще се извършват лицензионните дейности през регулаторния период; копия договори за абонаментно поддържане и аварийна готовност и становище относно наличие на защитена по закон информация, съдържаща се в данните и документите по заявлението за утвърждаване на цени – включително чрез посочване на обхвата на информацията, съставляваща търговска тайна, основания и мотиви за квалифицирането ѝ като такава, посочване на частен интерес, който ще бъде засегнат при нейното разкриване и др. – арг. от чл. 18, ал. 1 и 3 от ЗЕ. В допълнение, е изискано параметрите, заложи в електронния модел на цените, да са в съответствие на същите, съдържащи се в бизнес плана на „Примагаз“ АД за периода 2026 – 2027 г., представен за одобряване от КЕВР със заявление с вх. № Е-15-35-9 от 30.09.2025 г., както и в заявлението за утвърждаване на цени на дружеството.

С писмо с вх. № Е-15-21-9 от 05.11.2025 г. „Примагаз“ АД е представило заявление с вх. № Е-15-21-9 от 05.11.2025 г., с което е преработило заявление с вх. № Е-15-21-9 от 30.09.2025 г. и електронен модел, ведно с изисканите документи, обосновки и данни. С писмо с вх. № Е-15-21-9 от 14.11.2025 г. дружеството е представило заявление с вх. № Е-15-21-9 от 14.11.2025 г., с което са преработени заявление с вх. № Е-15-21-9 от 30.09.2025 г. и заявление с вх. № Е-15-21-9 от 05.11.2025 г. за утвърждаване на цени и електронен модел, ведно с допълнителни данни и документи. Изчислените и предложени 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.

Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител
Таблица № 2

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)
Промислени	13,10	6,70	0,61	0,31
ОА и търговски	27,22	13,92	0,67	0,34
Битови	35,37	18,08	5,06	2,59

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-1464 от 28.11.2025 г. Докладът и проектът на решение за утвърждаване на цени на дружеството са разгледани и приети от КЕВР с решение по т. 8 от Протокол № 339 от 02.12.2025 г. и са публикувани на интернет страницата на Комисията.

В съответствие с разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 2 от ЗЕ и чл. 34, ал. 4 от НРЦПГ, на 09.12.2025 г. е проведено открито заседание. В откритото заседание, дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Примагаз“ АД, който е заявил, че е съгласен с изготвения доклад и няма забележки по него. Съгласно чл. 14 от ЗЕ, на 09.12.2025 г. е проведено обществено обсъждане на приетия от Комисията проект на решение, в което

дистанционно е участвал изпълнителният директор на „Примагаз“ АД, и не е изразил възражение по обсъждания проект на решение.

В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ не са постъпили становища по проекта на решение за утвърждаване на цени на „Примагаз“ АД за територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“.

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

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

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, 11 и 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи, подлежат на регулиране от Комисията. С Решение № Ц-30 от 22.12.2023 г. Комисията е утвърдила на „Примагаз“ 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 към газоразпределителната мрежа на територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“ за регулаторен период с продължителност от две години (2024 – 2025 г.).

В изпълнение на задължението по чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението за утвърждаване на цени в средствата за масово осведомяване, „Примагаз“ АД е публикувало съобщение във вестник „24 часа“, брой 205 от 29 август 2025 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на сключен между „Примагаз“ АД и (...) Договор № (...) от (...) за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена (Договор № (...) от (...)), със срок на действие до (...) часа на (...). Съгласно условията на договора, срокът му на действие може да бъде удължен с допълнително споразумение. В тази връзка, „Примагаз“ АД е представило Допълнително споразумение № (...) от (...), както и Допълнително споразумение № (...) от (...), с които срокът на действие на Договор № (...) от (...) е изменен до (...) часа на (...), съответно до (...).

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Комисията утвърждава групите клиенти по предложение на енергийните предприятия, в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

През новия регулаторен период „Примагаз“ АД не предлага изменение на тарифната структура, която се състои от три групи клиенти: *промишлени, ОА и търговски и битови*.

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

1. Регулаторен период

Предложеният от „Примагаз“ АД регулаторен период на цените е с продължителност от 2 години, а именно: от 2026 до 2027 г. Заявителят обосновава избраната продължителност на регулаторния период с невъзможността за дългосрочни прогнози в условията на настоящата микро и макроикономическа обстановка, като счита че процесите на планиране и прогнозиране задължително трябва да бъдат съобразени с тенденциите, промените и прогнозите за влияние върху икономиката, икономическите субекти и населението в световен, национален и регионален мащаб. Дружеството посочва,

че предложеният регулаторен период с продължителност от две години ще даде възможност за изпълнение на заложените параметри в бизнес плана и модела за ценообразуване, за реализация на проектите за газификация, с които ще бъде осигурен достъп на крайните потребители до ефективен и екологичен енергиен източник на справедлива и конкурентна цена.

Предвид гореизложеното, предложеният от „Примагаз“ АД регулаторен период на цените с продължителност от 2 години 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 (НГП) 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. НГП за дейността „разпределение на природен газ“, разпределени по години и групи клиенти, са представени в таблица № 3 и 4:

Дейност „разпределение на природен газ“

Таблица № 3

Клиенти	Мярка	2026 г.	2027 г.
Промислени	хил. лв.	522	510
ОА и търговски	хил. лв.	541	527
Битови	хил. лв.	120	124
Общо:	хил. лв.	1183	1162

Необходимите приходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“, разпределени по години и групи клиенти са представени в таблица № 4:

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Таблица № 4

Клиенти	Мярка	2026 г.	2027 г.
Промислени	хил. лв.	23	24
ОА и търговски	хил. лв.	13	14
Битови	хил. лв.	17	18
Общо:	хил. лв.	53	56

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 № 5:

Общо разходи по дейности (хил. лв.)

Таблица № 5

Наименование	Мярка	2026 г.	2027 г.	Общо:	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.:	хил. лв.	(...)	(...)	(...)	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)%

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. 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, начислени разходи за загуби от обезценка, текущи разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущи 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, „Примагаз“ 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 (...) % от общия обем разходи и намаляват от (...) хил. лв. през 2026 г. на (...) хил. лв. през 2027 г.

Условно-постоянните разходи представляват (...) % от разходите за дейността „разпределение на природен газ“ и намаляват от (...) хил. лв. за 2026 г. на (...) хил. лв. през 2027 г., със следното разпределение:

Разходи за материали – представляват (...) % от УПР, прогнозирани за периода с постоянен годишен размер от (...) лв. за *разходи за канцеларски материали*.

Разходите за външни услуги представляват (...) % от УПР, планирани с увеличение от 320 хил. лв. през 2026 г. на (...) хил. лв. за 2027 г., като включват:

- *разходи за застраховки* на газоразпределителната мрежа, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. средногодишно за периода, въз основа на отчетените разходи за базисната година;

- *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 – (...) хил. лв. за 2026 г., с увеличение на (...) хил. лв. през 2027 г.;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. годишно въз основа на отчетените разходи за базисната година;

- *разходи за абонаментно поддържане и аварийна готовност*, прогнозирани (...) хил. лв. за 2026 г. и (...) хил. лв. за 2027 г., като включват разходи за поддържане и техническо обслужване на газоразпределителните мрежи и специализираното оборудване. Прогнозирани в зависимост от отчетените разходи за базисната година и сключените договори;

- *разходи за въоръжена и противопожарна охрана*, прогнозирани по (...) хил. лв./годишно въз основа на отчетените за базисната година разходи;

- *разходи за наеми*, включват наем на офиси и складови бази, прогнозирани (...) хил. лв. за 2026 г. и (...) хил. лв. за 2027 г.;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за 2026 г. и (...) хил. лв. за 2027 г.;

- *разходи за вода, отопление и осветление*, прогнозирани (...) хил. лв. за 2026 г. и (...) хил. лв. за 2027 г.

Разходите за амортизации представляват (...) % от УПР, като намаляват от (...) хил. лв. през 2026 г. на (...) хил. лв. през 2027 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват (...) % от УПР, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за 2026 г. и нарастват (...) хил. лв. през 2027 г.

Разходите за социални осигуровки представляват (...) % от УПР, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за 2026 г. и нарастват (...) хил. лв. до 2027 г., като 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, както и за работа при вредни за здравето условия. Размерът им е изчислен спрямо прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки.

Социалните разходи представляват (...) % от УПР, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за 2026 г. и (...) хил. лв. за 2027 г.

Други разходи – представляват (...) % от УПР, прогнозирани са в размер на (...) хил. лв. за 2026 г. и (...) хил. лв. 2027 г. и включват: *разходи за охрана на труда (трудова медицина)* – (...) хил. лв. за 2026 г., с увеличение на (...) хил. лв. през 2027 г.; *разходи за реклама маркетинг дейност*, прогнозирани (...) хил. лв. за 2026 г. и (...) хил. лв. за 2027 г.; *разходи за командировки*, прогнозирани в размер на (...) за 2026 г. и (...) лв. през 2027 г.; *разходи за публикации*, прогнозирани по (...) лв./годишно.

Променливите разходи, представляват (...) % от общите разходи за тази дейност и са прогнозирани по (...) хил. лв. за 2026 и 2027 г., като включват *разходи за одорант* по (...) хил. лв./годишно и *загуби на газ* по (...) хил. лв./годишно.

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

Тези разходи представляват (...) % от общия обем разходи, предвидени от енергийното предприятие. Разходите за дейността през разглеждания период са в размер на (...) хил. лв. за 2026 г. и (...) хил. лв. за 2027 г.

Условно-постоянните разходи представляват (...) % 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 са планирани в размер на (...) лв. годишно, за *канцеларски материали*.

Разходи за външни услуги – (...) % от УПР, планирани (...) хил. лв. за 2026 г. и (...) хил. лв. за 2027 г. и включват: *разходи за данъци и лицензионна такса*, прогнозирани в размер на (...) лв. средногодишно; *пощенски разходи и разходи за телефони*, прогнозирани в размер на (...) лв. годишно; *разходи за наеми*, включват наем на офиси и складови бази, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за 2026 г. и (...) хил. лв. за 2027 г.; *експертни и одиторски разходи* прогнозирани по (...) хил. лв. средногодишно за периода, както и *разходи за вода, отопление и осветление*, със средногодишен прогнозен размер от (...) лв.

Разходите за амортизации представляват (...) % от УПР, като нарастват от (...) лв. през 2026 г. на (...) лв. през 2027 г. Разходите за амортизации на дълготрайните активи са определени по линеен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ.

Разходи за заплати и възнаграждения представляват (...) % от УПР, прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за 2026 г. и нарастват на (...) хил. лв. до 2027 г.

Разходи за социални осигуровки, прогнозирани като (...) % от УПР, със средногодишен размер от (...) лв. 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.

Социалните разходи представляват (...) % от УПР, със средногодишен размер от (...) лв.

Други разходи – (...) % от УПР или средно по (...) лв. годишно за периода, като включват: *разходи за: охрана на труда* – по (...) лв. средногодишно; *реклама и маркетинг дейност* – по (...) лв. средногодишно; *командировки* – по (...) лв. средногодишно и *публикации* – по (...) лв. годишно.

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

Според предоставената обосновка, заявителят е прогнозиран разходите си за периода 2026 – 2027 г., прилагайки условно параметрично прогнозиране, прогнозиране на база „отчетна стойност“ и комбиниран подход. Разходите за 2026 и 2027 г. са прогнозирани

на базата на отчетните стойности за 2024 г. и отчетно-прогнозни стойности за 2025 г., и в зависимост от влиянието на следните фактори: брой клиенти по отношение на стойността на разходите за канцеларски материали, пощенски разходи, телефони и абонаменти, съдебни разходи, разходи за маркетинг и реклама, експертни и одиторски разходи; приходи по отношение на разходите за данъци и такси; изградена газоразпределителна мрежа и брой клиенти по отношение на стойностите на разходите за абонаментно поддържане и аварийна готовност, въоръжена и противопожарна охрана, експертни и одиторски разходи, разходи за маркетинг и реклама; нетекущи активи (газоразпределителна мрежа и съоръжения) по отношение на разходи за застраховки, въоръжена и противопожарна охрана, вода, отопление и осветление; брой офиси и персонал по отношение на разходите за вода, отопление и осветление, разходите за наеми, охрана на труда, командировки и обучение на персонала; брой на съоръженията по отношение на разходите за проверка на уреди; потребление на природен газ по отношение на разходите за одорант и разходите за загуби на газ и лицензионните задължение по отношение на разходите за публикации, лицензионни такси, експертни и одиторски разходи.

Разходите за лицензионните дейности са разпределени от заявителя със следното процентно съотношение:

- в съотношение (...) % към (...) % между дейностите „разпределение на природен газ” и „снабдяване с природен газ от краен снабдител” са разпределени разходите за: канцеларски материали, пощенски разходи, телефони и абонаменти, наеми, експертни и одиторски разходи, вода, отопление и осветление, заплати и възнаграждения, социални осигуровки, социални разходи, охрана на труда, реклама и маркетинг дейност, командировки и обучение на персонала, публикации;

- на (...) % към дейността „разпределение на природен газ” са отнесени разходите за: застраховки, данъци и такси за тази дейност, абонаментно поддържане, въоръжена и противопожарна охрана, одорант, загуби на газ;

- на (...) % към дейността „снабдяване с природен газ” са отнесени разходите за данъци и такси за тази дейност.

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 № 6 и 7:

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

Таблица № 6

№	Позиция	2026 г.	2027 г.
1.	Балансова стойност на дълготрайните материални активи (ДМА)	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на дълготрайните нематериални активи (ДНА)	(...)	(...)
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	(...)	(...)
4.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
5.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане, %	6,89%	7,18%
7.	Възвръщаемост	(...)	(...)
8.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.1.	УПР	(...)	(...)
8.2.	Променливи разходи	(...)	(...)

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

Таблица № 7

№	Позиция	2026 г.	2027 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	(...)	(...)
2.	Балансова стойност на ДНА	(...)	(...)
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	(...)	(...)
4.	Необходим оборотен капитал	(...)	(...)
5.	Регулаторна база на активите	(...)	(...)
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане, %	6,89%	7,18%
7.	Възвръщаемост	(...)	(...)
8.	Разходи, в т.ч.:	(...)	(...)
8.1.	УПР	(...)	(...)
8.2.	Променливи разходи	(...)	(...)

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 2026 – 2027 г. Съгласно предоставената обосновка, привлеченият капитал, отразен в капиталовата структура на дружеството представлява оставащия към момента на изготвяне на предложението за цени размер на сумата по договор за заем за съответните години, който заявителят обслужва.

Предложената от „Примагаз“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2026 – 2027 г. е 7,03%, изчислена при (...) % собствен капитал, с норма на възвръщаемост (...) % и (...) % привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...) %, 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 страните 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 „Примагаз“ 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 „Примагаз“ АД е използван МОКА и актуални данни от цитираните по-горе източници, а именно: безрискова премия в размер на 3,9294%; безлостов β коефициент – 0,39, който предвид капиталовата структура, при преобразуване в лостов коефициент се получава в размер на 0,45, и обща пазарна рискова премия за Р България от 6,57%. В резултат, изчислената норма

на възвръщаемост на собствения капитал се получава (...)% , а среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала предложената от заявителя е 7,03%, която съвпада с предложената от заявителя.

Предвид изложеното е обосновано да бъде приета предложената от „Примагаз“ АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,03%, изчислена при (...)% собствен капитал, с норма на възвръщаемост (...)% , и (...)% привлечен капитал, с норма на възвръщаемост (...)% , 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 № 8 и 9:

Прогнозна консумация (MWh/год.)

Таблица № 8

Клиенти	2026 г.	2027 г.
Промислени	39 398	39 398
ОА и търговски	19 632	19 632
Битови	3432	3487
Общо:	62 462	62 517

Прогнозен брой клиенти (бр.)

Таблица № 9

Клиенти	2026 г.	2027 г.
Промислени	(...)	(...)
ОА и търговски	(...)	(...)
Битови	(...)	(...)
Общо:	(...)	(...)

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта, условно-постоянните и променливите разходи.

За дейността „разпределение на природен газ“, коефициентите за разпределяне на УПР и възвръщаемостта отчитат стойността на дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА, като делът на ДМА за газопроводите и съоръжения – линейна част са разпределени чрез дела на максималния часов разход на съответната група в общия максимален часов разход. Стойността на газопроводните отклонения, чрез които клиентите на природен газ се присъединяват към газоразпределителната мрежа е разделена за съответната група клиенти. 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 (...) през 2026 г. на (...) през 2027 г., за ОА и търговските – намалява от (...) за 2026 г. на (...) за 2027 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2026 г. на (...) през 2027 г. Коефициентите за разпределение на променливите разходи по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от (...) през 2026 г. на (...) през 2027 г., за ОА и търговските се запазва и е в размер на (...) за 2026 и 2027 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2026 г. на (...) през 2027 г.

Коефициентът за разпределение на УПР и възвръщаемостта за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиенти за съответната група клиенти към общия брой клиенти, както и на база средната годишна консумация на съответната група клиенти към общата консумация. Стойността на коефициента по групи клиенти се променя, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от (...) през 2026 г. на (...) през 2027 г., за ОА и търговските – се намалява от (...) за 2026 г. на (...) за 2027 г., за битовите клиенти се увеличава от (...) през 2026 г. на (...) през 2027 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат дела на ДМА на газоразпределителната мрежа за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА, броя клиенти от всяка група клиенти към общия брой клиенти, както и средната годишна консумация на всяка група клиенти към общото потребление.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа

Според чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ през разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Според чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ. Компонентата цена за снабдяване се определя на основата на необходимите годишни приходи съгласно чл. 9 за снабдяване с природен газ към прогнозното количество природен газ (чл. 19, ал. 3 от НРЦПГ).

Изчислените от „Примагаз“ АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“ са посочени в таблица № 10:

Цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител *Таблица № 10*

Клиентски групи	Цени за пренос (лв./MWh)	Цени за пренос (евро/MWh)	Цени за снабдяване (лв./MWh)	Цени за снабдяване (евро/MWh)
Промислени	13,10	6,70	0,61	0,31
ОА и търговски	27,22	13,92	0,67	0,34
Битови	35,37	18,08	5,06	2,59

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

С оглед гореизложеното и след анализ на представените в заявление с вх. № Е-15-21-9 от 30.09.2025 г., преработено със заявление с вх. № Е-15-21-9 от 05.11.2025 г. и вх. № Е-15-21-9 от 14.11.2025 г. от „Примагаз“ АД данни, обосновки и коригиран електронен модел на цените от 14.11.2025 г. се установява, че дружеството е формирало цените за пренос през газоразпределителната мрежа и цените за снабдяване с природен газ от краен снабдител в съответствие с НРЦПГ.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

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

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на дружеството се делят на УПР и променливи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране; изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение; съгласуване на работен проект за газопроводното отклонение (Районна служба „Пожарна и аварийна безопасност“, комуникационни оператори, Инспекция за държавен технически надзор); одобряване на работния проект от общината; издаване на разрешение за строеж; Сключване на договор за Независим строителен надзор (НСН); разходи по организация и безопасност на движението; разходи за проби на якост и плътност; изготвяне на ексекутивна документация; становища по изпълнение на

газопроводното отклонение от Гражданска защита и Агенция по кадастъра; разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, както и 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 2026 – 2027 г. заявителят не предвижда изменение на цените за присъединяване към газоразпределителната мрежа за територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, посочени в таблица № 11:

Цени за присъединяване

Таблица № 11

Клиентски групи и подгрупи с максимален часов разход	Цени (лв./клиент)	Цени (евро/клиент)
Промислени:		
до 4,22 MWh/час	4905	2508,12
до 10,55 MWh/час	5432	2777,12
над 10,55 MWh/час	6185	3162,15
ОА и търговски:		
до 0,738 MWh/час	4249	2172,41
до 4,220 MWh/час	5121	2618,47
над 4,220 MWh/час	5255	2687,08
Битови	482	246,44

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.

Изказвания по т. 4.:

Докладва М. Димитров. „Примагаз“ АД е лицензирано за дейностите разпределение и снабдяване с природен газ за територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“. Проведено е открито заседание и обществено обсъждане. Управителят на дружеството е заявил, че е съгласен с фактите и обстоятелствата, съдържащи се в доклада на работната група. В определения срок не са постъпили становища от заинтересовани страни.

М. Димитров прочете диспозитива на проекта на решение:

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

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2026 г., на „Примагаз“ 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 Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за регулаторен период с продължителност от две години, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа (изброени за отделните групи клиенти);

2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва (посочени за регулаторния период Необходими годишни приходи, Количества природен газ, Норма на възвръщаемост на капитала: 7,03%);

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа (изброени за отделните групи клиенти);

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа (изброени за отделните групи клиенти);

5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2. са, както следва (посочени за годините от регулаторния период Необходими годишни приходи, Количества природен газ, Норма на възвръщаемост на капитала);

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“ (изброени за отделните групи клиенти);

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 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.

Пл. Младеновски установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 2, т. 3 и т. 5, чл. 19, чл. 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 01.01.2026 г., на „Примагаз“ 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 Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за регулаторен период с продължителност от две години, както следва:

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

1.1. За промишлени клиенти: 13,10 лв./MWh (6,70 евро/MWh);

1.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 27,22 лв./MWh (13,92 евро/MWh);

1.3. За битови клиенти: 35,37 лв./MWh (18,08 евро/MWh).

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

Необходими годишни приходи: за 2026 г. – 1183 хил. лв.; за 2027 г. – 1162 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2026 г. – 62 462 MWh/год.; за 2027 г. – 62 517 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,03%.

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

3.1. За промишлени клиенти: 63,62 лв./MWh (32,53 евро/MWh);

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 63,68 лв./MWh (32,56 евро/MWh);

3.3. За битови клиенти: 68,07 лв./MWh (34,80 евро/MWh).

4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

4.1. Цена на природния газ: 63,01 лв./MWh (32,22 евро/MWh);

4.2. Цени за снабдяване с природен газ:

4.2.1. За промишлени клиенти: 0,61 лв./MWh (0,31 евро/MWh);

4.2.2. За обществено-административни и търговски клиенти: 0,67 лв./MWh (0,34 евро/MWh);

4.2.3. За битови клиенти: 5,06 лв./MWh (2,59 евро/MWh).

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

Необходими годишни приходи: за 2026 г. – 53 хил. лв.; за 2027 г. – 56 хил. лв.;

Количества природен газ: за 2026 г. – 62 462 MWh/год.; за 2027 г. – 62 517 MWh/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала: 7,03%.

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, както следва:

6.1. За промишлени клиенти с максимален часов разход:

до 4,22 MWh/час 4905 лв./клиент (2508,12 евро/клиент);

до 10,55 MWh/час 5432 лв./клиент (2777,12 евро/клиент);

над 10,55 MWh/час 6185 лв./клиент (3162,15 евро/клиент);

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

до 0,738 MWh/час 4249 лв./клиент (2172,41 евро/клиент);

до 4,220 MWh/час 5121 лв./клиент (2618,47 евро/клиент);

над 4,220 MWh/час 5255 лв./клиент (2687,08 евро/клиент);

6.3. За битови клиенти: 482 лв./клиент (246,44 евро/клиент).

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

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

В заседанието по **точка четвърта** участват председателят Пламен Младеновски и членовете на Комисията Благой Голубарев и Таско Ерменков.

Решението е взето с **три гласа „за“** (Пламен Младеновски – за, Благой Голубарев – за и Таско Ерменков – за), от които **два гласа** (Благой Голубарев, Таско Ерменков) на членове на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т. 1. както следва:

I. Приема доклад относно определяне на компенсации за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител за месец ноември 2025 г.;

II. Определя за периода 01.11.2025 г. – 30.11.2025 г. компенсации за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител, както следва:

1. За битовите крайни клиенти на „Електрохолд Продажби“ ЕАД – компенсация в размер на 49,49 лв./MWh, без ДДС;

2. За битовите крайни клиенти на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh, без ДДС;

3. За битовите крайни клиенти на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД – компенсация в размер на 49,55 лв./MWh, без ДДС;

4. За битовите крайни клиенти на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД – компенсация в размер на 104,54 лв./MWh, без ДДС.

По т. 2. както следва:

Утвърждава, считано от 01.01.2026 г., на „Ситигаз България“ ЕАД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период с продължителност от три години, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:
2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:
3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:
4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:
5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2. са, както следва:

6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, както следва:

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

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

По т. 3. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2026 г., на „ЗИВ“ ЕООД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за продажба на природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Балчик за регулаторен период с продължителност от три години, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:
2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:
3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Балчик:
4. Ценови компоненти на цените по т. 3:
5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2. са, както следва:

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

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

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

По т. 4. както следва:

I. Утвърждава, считано от 01.01.2026 г., на „Примагаз“ 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 Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за регулаторен период с продължителност от две години, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа;
 2. Ценообразуващи елементи на цените за пренос на природен газ, както следва:
 3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:
 4. Ценови компоненти на цените, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:
 5. Ценообразуващите елементи на компонентата „цена за снабдяване“ по т. 4.2. са, както следва:
 6. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа на територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, както следва:
- II. Цените по т. I.3 се изменят ежемесечно в съответствие с промяната на цената, по която общественят 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.

Приложение:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-1602 от 22.12.2025 г. и Решение на КЕВР № КБК-5 от 29.12.2025 г. - определяне на компенсация за покриване на част от разходите на битови крайни клиенти за закупена електрическа енергия от краен снабдител за месец ноември 2025 г.;
2. Решение на КЕВР № Ц-37 от 29.12.2025 г. – заявление от „Ситигаз България“ ЕАД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на общините Силистра, Алфатар, Тутракан, Дулово, Главиница и Ситово, за регулаторен период 2026 – 2028 г.;
3. Решение на КЕВР № Ц-38 от 29.12.2025 г. – заявление от „ЗИВ“ ЕООД 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 Балчик, за регулаторен период 2026 – 2028 г.;
4. Решение на КЕВР № Ц-39 от 29.12.2025 г. – заявление от „Примагаз“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на община Варна – за кметствата „Владислав Варненчик“, „Младост“ и „Аспарухово“, за регулаторен период 2026 – 2027 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

X

Благой Голубарев - член на КЕВР

X

Пламен Младеновски - председател на КЕВР

X

Таско Ерменков - член на КЕВР

X

Росица Тоткова - главен секретар на КЕВР

Протоколирал:

X

Антоанета Фикова - главен експерт, АИО
дирекция "Обща администрация"