



ПРОТОКОЛ

№ 266

София, 10.09.2025 година

Днес, 10.09.2025 г. от 10:55 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 членът на Комисията Благой Голубарев и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Ел. Маринова – директор на дирекция „Правна“, М. Димитров - директор на дирекция „Природен газ“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“ в 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-1165 от 05.09.2025 г. и проект на решение относно заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи за периода 2025 – 2029 г.

Работна група: Милен Димитров, Ремзия Тахир,
Снежана Станкова, Людмила Ненова, Рая Радева,
Александра Димитрова, Любослава Джоргова

2. Доклад с вх. Е-ДК-1164 от 05.09.2025 г. относно заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи за регулаторния период 2025 г. – 2029 г.

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

По т.1. Комисията, като разгледа подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД заявление за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи за периода 2025 – 2029 г. и доклад с вх. № Е-ДК-1165 от 05.09.2025 г., установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-22 от

06.06.2025 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2025 – 2029 г.

Със Заповед № 3-Е-194 от 12.06.2025 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проучване на преписката от техническа, финансово-икономическа и правна страна, като разглежда същата при отчитане на параметрите на заявление с вх. № Е-15-45-23 от 06.06.2025 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи и елементи по чл. 18, ал. 1 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

След проверка на заявлението и приложените към него документи по реда на чл. 4, ал. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) са установени непълноти. В тази връзка с писмо с изх. № Е-15-45-22 от 18.06.2025 г. от дружеството е изискано да представи допълнително данни и документи, а именно: сравнение в табличен вид между планирани и отчетни данни за пренесените количества природен газ през всички входни/изходни точки/зони на газопреносната мрежа по години за периода 2020 – 2024 г.; информация в табличен вид относно изпълнението на бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи по години за периода 2020 – 2024 г. по отношение на инвестициите; подробна обосновка за изпълнението на бизнес плана за периода 2020 – 2024 г., които „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило с писмо с вх. № Е-15-45-22 от 30.06.2025 г.

С писмо с изх. № Е-15-45-23 от 27.08.2025 г. КЕВР е изисквала от „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи коригирано заявление за утвърждаване на необходимите приходи за регулаторния период 2025 – 2029 г. и преработен бизнес план в тази връзка. С писмо с вх. № Е-15-45-23 от 02.09.2025 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило преработен бизнес план за периода 2025 – 2029 г., както и преработени прогнозни годишни финансови отчети за периода 2025 – 2029 г.

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, вписано в Търговския регистър и регистър на юридическите лица с нестопанска цел към Агенция по вписванията с ЕИК 175203478, със седалище и адрес на управление: Република България, гр. София, район Люлин, ж.к. „Люлин“ 2, бул. „Панчо Владигеров“ № 66. Едноличен собственик на капитала на дружеството е „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД). Акционерният капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД е 1 614 786 264 лв., разпределен в 1 614 786 264 поименни акции с номинална стойност 1 лев всяка. Дружеството е с двустепенна система на управление с Управителен съвет и Надзорен съвет, като се представлява от Владимир Асенов Малинов – изпълнителен директор.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензии № Л-214-06 от 29.11.2006 г. и № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за дейността „пренос на природен газ“, както и на лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за дейността „съхранение на природен газ“. „Булгартрансгаз“ ЕАД е оператор на газопреносна система и подземно газохранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) за съхранение на природен газ с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурност на доставките на природен газ.

Въз основа на издадените от КЕВР лицензии, дружеството извършва следните дейности, свързани с преноса на природен газ: единно управление и надеждно функциониране на газопреносната система; поддържане на баланса между внос, добив и потребление на природен газ; пренос на природен газ по газопреносната система при спазване на изискванията за качеството на природния газ и отчитането му; осигуряване на оптимален режим на работа на газопреносната система при извършване на дейностите по пренос на природен газ; поддържане на обектите и съоръженията на газопреносната

система в съответствие с техническите изисквания и с изискванията за безопасност при работа; развитие на газопреносната система в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването; предоставяне на достъп до съоръженията за пренос на природен газ; администриране на сделките с природен газ и организация на балансирането на пазара на природен газ.

Освен лицензионните дейности, „Булгартрансгаз“ ЕАД извършва и дейности като: връзване под налягане; стопел операции; проектиране на газови инсталации и съоръжения; отдаване под наем на свободни от технологични нужди тъмни оптични влакна от магистрални кабели за ползване от телекомуникационни оператори, притежаващи разрешения от Комисията за регулиране на съобщенията, съобразно изискванията на Закона за електронните съобщения; изпълнение на строително-монтажни работи по част „технологична“ на газови инсталации и съоръжения на базата на регистрация и членство на дружеството в Камарата на строителите.

С решение по Протокол УС № 919 от 30.05.2025 г. от присъствено заседание на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД, по т. 7.2., Управителният съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД е приел проекта на бизнес план за развитие на дейността пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2025 – 2029 г. С решение по Протокол НС № 33 от 06.06.2025 г. от проведено присъствено заседание на Надзорния съвет, по т. 1.2., Надзорният съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД е одобрил решение по Протокол УС № 919 от 30.05.2025 г. на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД, по т. 7.2.

В чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ са посочени задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е приложение и неразделна част от издадената лицензия, което периодично се актуализира. Всеки следващ бизнес план лицензиантите представят за одобряване от Комисията със заявление не по-късно от 3 месеца преди изтичането на срока на предходния бизнес план (чл. 13, ал. 8 от НЛДЕ).

С Решение № БП-16 от 02.10.2020 г. КЕВР е одобрила на „Булгартрансгаз“ ЕАД бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ за периода 2020 – 2024 г.

Представеният от дружеството бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2025 – 2029 г. съдържа:

1. Производствена програма

Дружеството е посочило целите си за периода 2025 – 2029 г., които включват: диверсификация на източниците и маршрутите на доставка на природен газ; разширяване капацитета за съхранение, добив и нагнетяване на природен газ в ПГХ „Чирен“; насърчаване на газификацията чрез разширяване на газопреносната система до нови общини, включително стартиране на проект за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаришкия регион; интегриране на регионалните пазари, навлизане на нови пазарни участници; планиране на проекти в областта на водородната енергетика, свързани с оценка на възможностите и последващ ретрофитинг на съществуващата инфраструктура, с цел осигуряване на пригодност за смесване на природния газ с водород.

Инициативата за Вертикалния газов коридор е в пълно съответствие с плана REPowerEU и с целта за преустановяване на зависимостта от внос в ЕС на руски енергоизточници. Планираните от „Булгартрансгаз“ ЕАД проекти с положителен трансграничен ефект ще доведат до повишаване на капацитетите за пренос на газ от Р Гърция към Р България, както и от Р България към Р Румъния и Р Северна Македония, създавайки условия за повишаване на диверсификацията в региона и гарантиране на сигурността на снабдяването.

Проектите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за увеличаване на капацитета на ПГХ „Чирен“ и повишаване на техническия капацитет в точките на междусистемно свързване ще

допринесат за постигането на по-висока степен на пазарна интеграция и гарантиране на доставките на природен газ за страната и за региона, осигуряване на достъп до различни източници на природен газ, в т.ч. и терминали за втечен природен газ.

С оглед очакваните промени, произтичащи от „Зелената сделка“ и постигането на индикативните цели до 2030 г. и 2050 г. са в ход дейности свързани с тенденциите на ЕС за енергиен преход чрез улесняване на навлизането на възобновяеми и нисковъглеродни газове, включително водород. В контекста на Пътната карта за водород в Европа и в съответствие със стратегическите цели и приоритети в областта на енергетиката и климата на Р България, „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда да се извърши адаптиране на съществуващата газопреносна инфраструктура и осигуряване на пригодност за работа с до 10% водород.

Реализирането на планираните в страната и региона инфраструктурни проекти ще доведе до стабилна интеграция на газовия пазар, ще осигури свързаност с газовите хъбове в Централна и Източна Европа, както и ще улесни достъпа до нови източници. Ще бъдат създадени благоприятни условия за диверсификация, което ще доведе и до увеличаване на обемите газ, търгувани на газовата борса.

1.1. Описание на предвидени основни проекти, оказващи влияние върху развитието на пазара на природен газ в Р България и търсенето на услуги по пренос на природен газ

Основни проекти за пазарната интеграция и осигуряването на възможност за пренос на допълнителни количества природен газ за и през Р България ще бъдат: Проектите за развитие на инфраструктурата, с цел увеличаване на капацитетите за пренос от Р Гърция към Р България и от Р България към Р Румъния в контекста на стратегическия Вертикален газов коридор; проектът за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаришкия регион; разширението на ПГХ „Чирен“. В следващите години природният газ ще продължи да играе ключова роля в процеса на постигане на целите за декарбонизация, като са разглеждани, както решения за подготовка на съществуващата газопреносна мрежа за съвместимост с включването на водород и други нисковъглеродни газове, така и за изцяло нови трасета за пренос на зелен водород, с потенциал да станат част от бъдещ водороден коридор в региона на Югоизточна Европа.

1.1.1. Изграждане на нови междусистемни връзки със съседните страни

- проект за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точка на междусистемно свързване IP Негру Вода 1/Кардам в посока от Р България към Р Румъния. Проектът включва изграждането на инфраструктура за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в IP Негру Вода 1/Кардам със 137,2 GWh/d до общо 295 GWh/d в посока от Р България към Р Румъния;

- проект за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро в посока от Р Гърция към Р България. Проектът включва изграждането на инфраструктура за повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в IP Кулата/Сидирокастро в посока от Р Гърция към Р България с 35,4 GWh/d до общо 102 GWh/d.

- проект за повишаване на капацитета за пренос на природен газ в точка на междусистемно свързване IP Калотина/Димитровград. С реализирането на проекта се очаква увеличение на капацитета на междусистемната газова връзка Р България – Р Сърбия (IBS) от 1,8 на 3,2 млрд. м³/г.

- смарт надграждане на съществуващата газопреносна мрежа и свързаните с мрежата активи за ефективно интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове. Съвместният проект на „Булгартрансгаз“ ЕАД и DESFA S.A. за смарт надграждане на съществуващите българска и гръцка газопреносни мрежи за интегриране на нисковъглеродни и възобновяеми газове, има потенциал за придобиване на статут на ключова европейска инфраструктура. Целта на проекта е адаптиране на съществуващите

мрежи за природен газ на Р Гърция и Р България за транспортиране на смеси на природен газ с до 10% водород.

1.1.2. Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“

Целта е поетапно увеличаване на капацитета на единственото на територията на Р България газохранилище с цел постигане на по-големи обеми съхраняван газ до 1 млрд. м³, в т.ч. повишени налягания в газовия резервоар, както и по-големи средни дневни дебита за нагнетяване и добив до 8 – 10 млн. м³/ден.

1.1.3. Развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения

- **проект за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в източномаришкия регион**, като проектът обхваща комплекс от дейности за осигуряване на газопреносна инфраструктура с високо налягане с достатъчен капацитет за пренос до топлоелектрически централи и други потенциални потребители в източномаришкия въглищен регион с приблизителна обща дължина около 73 км с диаметър DN 700 и DN 500 и прилежащи технологични съоръжения.

- **газопроводно отклонение Разлог – Банско**, с планирана дължина около 37 км, максимален дебит 30 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 382,36 хил. лева. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 43,645 млн. лева. Подписан е договор за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС, който е в процес на изпълнение. Има издадено решение по ОВОС.

- **газопроводно отклонение с АГРС Граф Игнатиево до Хисаря – Баня – Карлово – Сопот** с предвидена дължина 54 км, от които 22 км диаметър DN 200 мм и 32 км с DN 150. Описаният проект е в етап на проучвателни дейности за вземането на крайно инвестиционно решение. Срокът за изпълнението му зависи от оценката за неговата целесъобразност, като се отчита социалния и икономическия ефект за региона и страната от реализирането му.

1.1.4. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газовата инфраструктура

- **реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“**; очакваната стойност на инвестицията е в размер на 6010 хил. лв. Планираният период на изпълнение е 2025 – 2027 г.

- **КС „Кардам“** – реверсиране и разширение на капацитета на системата ѝ за управление; очакваната стойност на инвестицията е в размер на 11 871 хил. лв. Планираният период на изпълнение е 2025 – 2026 г.

- **подмяна на ОРУ 110 kV в КС „Полски Сеновец“ и в КС „Вълчи дол“**; очакваната стойност на инвестицията е в размер на 15 500 хил. лв. Планираният период на изпълнение е 2026 – 2027 г.

- **КС Вълчи дол** – строителни ремонти на сградата и изграждане на нови противопожарен пръстен и площадков водопровод; очакваната стойност на инвестицията е в размер на 600 хил. лв. Планираният период на изпълнение е 2025 – 2026 г.

- **реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС и ГРС: АГРС „Самоков“** – ново външно ел. захранване, АГРС „Кубрат“ – ново външно ел. захранване, ГРС „Страшимирово“ – външно ел. захранване; ГРС „Шумен“ – изграждане на метална ограда; очакваната стойност на инвестицията е в размер на 292 хил. лв. Планираният период на изпълнение е 2025 – 2026 г.

- **подмяна участък ЛК „Калугерово“ – ЛК „Врачеш“**; подмяна участък ЛК „Горни Богров“ – ОС „Нови Искър“; подмяна на участък от Станция за очистване на газопровод (СОГ) „Лом – Черковна“ до КС „Полски Сеновец“ и изграждане на нов СОГ „Полски Сеновец“; очакваната стойност на инвестицията е в размер на 36 468 хил. лв. Планираният период на изпълнение е 2025 – 2027 г.

- **реконструкция на защитни съоръжения; възстановяване на земното покритие на**

газопроводи за Р Гърция в землището на с. Драгодан, общ. Бобошево, реконструкция на очистни съоръжения: ОС „Одринци“ и ОС „Лозенец“ на ТГ-2 Ду 1200; обвързка за работа в реверсивен режим при КС „Ихтиман“; HDD сондажи на газопровод за Р Гърция при преминаването му през р. Струма при ПК 1203-1205 (с. Тополница) и при ПК+812 (с. Сливница); СОГ „Гюешево“ – нов; СОГ „Пиперево“ – реконструкция; очакваната стойност на инвестицията е в размер на 3713 хил. лв. Планираният период на изпълнение е 2025 – 2026 г.

- ремонт на газопровод Ду 1000 за Р Гърция и Р Северна Македония в участък между ЛК „Яворово“ и ЛК „Горно Белево“; ремонт чрез подмяна на участък от „ГГ“ Ду 1000 за Р Гърция и Р Северна Македония от кран „Б“ при КС „Ихтиман“ до с. Венковец; подмяна на участък Ду 1000 на Транзитен газопровод от КС „Лозенец“ до границата с Р Турция; очакваната стойност на инвестицията е в размер на 79 554 хил. лв. Планираният период на изпълнение е 2025 – 2026 г.

- подмяна на участък от газопреносната мрежа от ЛК-4 до стар ГРС на Вр-2; изместване на участъци от ТГ1 и МГ за повишаване класа на газопроводите и изграждане на нов кранов възел Ду 1200; очакваната стойност на инвестицията е в размер на 6117 хил. лв. Планираният период на изпълнение е 2025 – 2026 г.

- изграждане на бетонен праг при прехода на Транзитния газопровод за Р Гърция и Р Северна Македония и на Магистралния газопровод през р. Стряма; изграждане на бетонен праг при прехода на Транзитния газопровод за Р Гърция и Р Северна Македония и на Магистралния газопровод през р. Луда Яна; защитно съоръжение на р. Тополница при с. Калугерово, обл. Пазарджик при преход през Транзитен и Магистрален газопроводи; очакваната стойност на инвестицията е в размер на 2128 хил. лв. Планираният срок на изпълнение е през 2025 г.

- основни ремонти на газотурбинни двигатели и планови ремонти и инспекции на ГТКА.

1.1.5. Изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията

- изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Севлиево, Разград и Пловдив; очакваната стойност на инвестицията е в размер на 1206 хил. лв. Планираният период на изпълнение е 2025 – 2026 г.

- оптични кабелни линии от Централно управление на „Булгартрансгаз“ ЕАД до ОС „Нови Искър“, от ОС „Нови Искър“ до НУП „Кремиковци“, АГРС „Разград 1-з. Гороцвет“, от Централно управление на „Булгартрансгаз“ ЕАД до ГРС „Перник“; очакваната стойност на инвестицията е в размер на 4491 хил. лв. Планираният период на изпълнение е 2026 – 2027 г.

- нова информационна система за събиране, архив и визуализация на технологична информация от газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД; Очакваната стойност на инвестицията е в размер на 15 870 хил. лв. Планираният период на изпълнение е 2025 – 2026 г.

- изграждане на нови ГИС и АГРС – АГРС „Перник“ и изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар. Очакваната стойност на инвестицията е в размер на 383 хил. лв. Планираният период на изпълнение е 2025 – 2027 г.

1.2. Пренесени количества и налични капацитети по преносната мрежа

1.2.1. Пренесени количества природен газ до национални изходни точки

Пренесените количества природен газ по газопреносната система до национални изходни точки през 2024 г. са 27 851 GWh (с включени количества, пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“), което е увеличение спрямо предходната година с 5,88%.

Данни за техническия договорен и използван капацитет за 2024 г. на основни национални изходни точки са дадени в Таблица № 1.

Исходна точка	Технически капацитет	Договорен капацитет	Свободен капацитет
	MWh/ден	MWh/ден	MWh/ден
ГРС Девня	11 008	220	10 788
ГРС Варна	4198	1900	2298
ГРС Нови Пазар	2085	802	1283
ГРС Шумен	3777	1410	2367
ГРС Разград 2	1298	516	781
ГРС Исперих	1783	989	794
АГРС Търговище	5381	2336	3045
АГРС Русе Запад	1903	612	1292
АГРС Русе Изток	19 694	736	18 958
ГРС Ловеч	756	242	514
АГРС Севлиево	2358	1022	1336
ГРС Плевен	8292	5333	2959
ГРС София 1	26 164	16 647	9517
ГРС София 2	17 614	11 083	6530
ГРС София 3	7294	3980	3314
ГРС София 4	17 105	12 368	4737
ГРС Перник	6168	2212	3955
АГРС Елин Пелин	1319	507	812
ГРС Бургас	22 986	8550	14 436
АГРС Камено	427	55	372
АГРС Странджа	589	75	514
АГРС Ямбол	1198	490	707
АГРС Сливен	2849	376	2474
ГРС Димитровград	18 364	256	18 108
АГРС Север – Пловдив	11 483	4976	6506
АГРС ВСИ	1573	257	1316
АГРС КЦМ	2743	1018	1725
АГРС Стамболийски	2484	396	2088
АГРС Пазарджик	4183	1042	3141
АГРС Топлофикация Враца	925	697	228

1.2.2. Пренесени количества природен газ до трансгранични изходни точки

Физически пренесените количества природен газ до трансгранични изходни точки през 2024 г. са 174,925 TWh или с 20,16% повече в сравнение с 2023 г. (145,573 TWh).

1.2.3. Данни за техническия, договорен и наличен капацитет за 2024 г.

Данни за техническия, договорен и наличен капацитет за 2024 г. на входни и изходни точки на газопревозната система са представени в таблица № 2.

Таблица № 2

Входни/изходни точки	Технически капацитет	Договорен капацитет	Наличен капацитет
	MWh/ден/г.	MWh/ден/г.	MWh/ден/г.
Входни точки			
IP Странджа 2/Малкочлар	586 076	542 578	43 499
IP Странджа 2/Малкочлар – прекъсваем	25 000	6500	18 500
IP Странджа/Малкочлар	118 076	116 837	1 238,75
IP Странджа/Малкочлар – прекъсваем	5964	5964	0
IP Негру вода 1/Кардам	216 528	0,00	216 528
IP Русе/Гюргево	43 373	0,00	43 373
IP Стара Загора (IGB)	123 037	40 450	82 587
IP Калотина/Димитровград	7703	0,00	7703
IP Кулата/Сидирокастро	66 616	52 844	13 772
IP Кулата/Сидирокастро – прекъсваем	59 000	0,00	59 000
IP Киреево/Зайчар	343 104	0,00	343 104
Изходни точки			
IP Негру вода 1/Кардам	157 771	66 880	90 891
IP Русе/Гюргево	26 852	860	25 993
IP Стара Загора (IGB)	23 458	2500	20 958
IP Стара Загора (IGB) – прекъсваем	8000	0,00	8000
IP Калотина/Димитровград	52 743	10 622	42 121
IP Кулата/Сидирокастро	120 228	120 228	0
IP Кулата/Сидирокастро – прекъсваем	35 500	20 349	15 151
IP Кюстендил/Жидилово	33 321	33 291	30
IP Киреево/Зайчар	407 436	329 887	77 549
IP Странджа/Малкочлар	505 846	0,00	505 846

1.3. Прогноза за наличните капацитети и за пренесени количества през газопреносната система за периода на бизнес плана

Прогноза за предоставените капацитети по входни и изходни точки за периода на бизнес плана е представена в таблица № 3.

Таблица № 3

Входна/изходна точка зона	Вход/Изход	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
		Наличен капацитет	Наличен капацитет	Наличен капацитет	Наличен капацитет	Наличен капацитет
		MWh/д./г.	MWh/д./г.	MWh/д./г.	MWh/д./г.	MWh/д./г.
IP Негру вода 1/Кардам	вход	216 528	216 528	216 528	216 528	216 528
IP Негру вода 1/Кардам	изход	157 771	157 771	294 971	294 971	294 971
Местен Добив	вход	26 000	26 000	26 000	26 000	26 000
IP Странджа	вход	586 076	586 076	586 076	586 076	586 076
IP Странджа/Малкочлар	вход	118 076	118 076	118 076	118 076	118 076
IP Странджа/Малкочлар	изход	505 846	505 846	505 846	505 846	505 846
IP Кулата/Сидирокастро	вход	66 616	101 976	101 976	101 976	101 976
IP Кулата/Сидирокастро	изход	120 228	120 228	120 228	120 228	120 228
IP Русе/Гюргево	вход	43 373	43 373	43 373	43 373	43 373
IP Русе/Гюргево	изход	26 852	26 852	26 852	26 852	26 852
IP Стара Загора (IGB)	вход	123 037	123 037	159 700	159 700	159 700
IP Стара Загора (IGB)	изход	23 458	23 458	23 458	23 458	23 458
IP	вход	7703	7703	7703	7703	7703
IP	изход	52 743	52 743	52 743	52 743	52 743
IP	изход	33 321	33 321	38 733	38 733	38 733
IP Киреево/Зайчар	вход	343 104	343 104	343 104	343 104	343 104
IP Киреево/Зайчар	изход	407 436	407 436	407 436	407 436	407 436
Изходна зона	изход	294 946	324 120	324 120	324 120	324 120
ГИС Чирен	вход	43 104	53 880	70 044	86 208	86 208
ГИС Чирен	изход	43 104	53 880	70 044	86 208	86 208

Прогнозата за количества природен газ, предвидени за пренос за периода 2025 – 2029 г. в MWh е показана в следващата таблица № 4:

Таблица № 4

Входна/изходна точка/зона	Вход/Изход	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
		количества в MWh	количества в MWh	количества в MWh	количества в MWh	количества в MWh
IP Негру вода 1/Кардам	вход	0	0	0	0	0
IP Негру вода 1/Кардам	изход	28 278 622	29 126 981	29 709 521	30 303 711	30 909 785
Местен Добив	вход	35 000	35 700	36 414	37 142	37 885
IP Странджа 2/Малкочлар	вход	166 879 830	171 751 314	176 708 195	181 440 777	186 766 713
IP Странджа/Малкочлар	вход	9 162 069	9 686 331	10 181 058	10 577 079	11 174 421
IP Странджа/Малкочлар	изход	0	0	0	0	0
IP Кулата/Сидирокастро	вход	17 554 564	18 286 834	18 900 815	19 979 706	20 410 057
IP Кулата/Сидирокастро	изход	37 269 565	38 014 957	38 775 256	39 550 761	40 341 776
IP Русе/Гюргево	вход	70	74	77	81	85
IP Русе/Гюргево	изход	3 142 069	3 236 331	3 301 058	3 367 079	3 434 421
IP Стара Загора (IGB)	вход	27 216 042	28 656 023	29 993 682	31 336 956	32 685 966
IP Стара Загора (IGB)	изход	1 152 667	1 175 720	1 199 235	1 223 219	1 247 684
IP Калотина/Димитровград	вход	0	0	0	0	0
IP Калотина/Димитровград	изход	2 337 600	2 407 728	2 479 959	2 554 358	2 630 989
IP Кюстендил/Жидилово	изход	4 024 673	4 225 906	4 437 202	4 659 062	4 892 015
IP Киреево/Зайчар	вход	0	0	0	0	0
IP Киреево/Зайчар	изход	114 542 380	117 978 651	121 518 011	125 163 551	128 918 458
Изходна зона „България“	изход	30 100 000	32 250 000	33 010 578	36 550 000	38 700 000
ГИС Чирен	вход	4 283 713	6 425 570	8 353 241	10 023 890	10 324 606
ГИС Чирен	изход	4 283 713	6 425 570	8 353 241	10 023 890	10 324 606

2. Инвестиционна програма

Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД съдържа два основни вида дейности: инвестиции – мероприятия за разширение, реконструкция, модернизация и основни ремонти, групирани в три основни раздела (изграждане на нови обекти; реконструкция, модернизация и рехабилитация; доставка на машини и оборудване) и експлоатационна поддръжка – ремонти с инвестиционен характер, обезпечаващи функционирането, поддържането и повишаването на надеждността на газовата инфраструктура и доставка на материали и консумативи.

Основните инвестиционни проекти са групирани в направления, както следва:

2.1. Разширение на газовата инфраструктура за пренос: преносен газопровод от Пиперево до Перник; лупинг от Рупча до Ветрино; лупинг от Кулата до Кресна; станции за почистване на газопроводни отклонения: Разград, Пловдив, Севлиево; станции за почистване на газопроводни отклонения – пускови и приемни камери за газопроводни отклонения – Плевен, Пазарджик, Шумен, Нови Пазар и Исперих; изграждане на реверсивна обвръзка при КС „Провадия“; проект за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за храняване на потребители в източномаришкия регион; ретрофитинг на съществуващата газопреносна инфраструктура за работа с до 10% водород; повишаване на техническия капацитет за пренос на газ в посока от Р Гърция към Р България в IP Кулата/Сидирокастро – II етап; преносен газопровод с АГРС до Банско и Разлог; нова информационна система за събиране, архив и визуализация на технологична информация от газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

2.2. Реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА по преносната система заедно със спомагателните мрежи към нея, за повишаване и гарантиране техническата сигурност и безопасност на транспортирането на природен газ и за опазване на околната среда: ремонт на Транзитен газопровод Ду 1000 за Р. Гърция и Р. Северна Македония в участък между ЛК „Яворово“ и ЛК „Горно Белево“; ремонт чрез подмяна на участък от ТГ Ду 1000 за Р Гърция и Р Северна Македония от кран „Б“ при КС „Ихтиман“ до с. Венковец; обвръзка за работа в реверсивен режим при КС „Ихтиман“ и КС „Провадия“; изместване на участъци от ТГ1 и МГ за повишаване класа на газопроводите и изграждане на нов кранов възел Ду 1200; реконструкция на очистни съоръжения на ТГ-2 Ду 1200 – ОС „Одринци“ и ОС „Лозенец“; подмяна на ОС „Вълчи дол-юг“ /пускова камера и обвръзка/; подмяна участък ЛК „Горни Богров“ – ОС „Нови Искър“; подмяна участък ЛК „Калугерово“ – ЛК „Врачеш“; подмяна на участък Ду 700 от СОГ „Лом Черковна“ до с. Полски Сеновец; КС „Кардам“ – реверсиране и разширение на капацитета на системата ѝ за управление; подмяна на участък от газопреносната мрежа от ЛК-4 до стар ГРС на Вр-2; КС „Лозенец“ – покрит склад за тръби.

2.3. Текуща поддръжка на съществуващите ДМА за гарантиране ефективната им и безаварийна експлоатация: вътрешнотръбни инспекции на газопроводи от газопреносната мрежа; преизпитания на участъци/отклонения/съоръжения; следгаранционна поддръжка на газотурбокомпресорни агрегати; абонаментно поддържане на системите за измерване на количеството и качеството на природния газ на ГИС „Странджа“; преизолване и ремонт на участъци от газопреносната мрежа; закупуване на квоти за емисии на парникови газове с цел обезпечаване на нормалната работа на ГТКА; поддръжка на газопроводи и съоръжения към тях, на сграден фонд, възстановяване планировката (земното покритие) върху газопроводи и др.; планирани ремонти и профилактика на технологични съоръжения и инсталации от линейна част на преносните газопроводи, съгласно програмите за ремонти след инспекции с интелигентни бутала, компресорни станции, ГРС, АГРС, ГИС; мониторинг на рискови зони (свлачищни, ерозионни, преходи реки, активни разломи и др.) по газопроводните трасета – временни мерки за намаляване на възникващ риск; мониторинг и поддръжка на сервитути по трасето на преносните газопроводи; абонаментно обслужване на електропроводи, пожароизвестителни и пожарогасителни системи, информационни и комуникационни системи.

Обемът на предвидените инвестиции, разглеждани като инвестирани парични средства в придобиването на материални активи, свързани с лицензионната дейност за периода 2025 – 2029 г., е представен в следващата таблица № 5:

Таблица № 5

Програма/Раздел	2025 г. (хил. лв.)	2026 г. (хил. лв.)	2027 г. (хил. лв.)	2028 г. (хил. лв.)	2029 г. (хил. лв.)
ОБЩО Годишна програма за инвестиции:	392 187	723 183	447 842	425 031	258 729

РАЗДЕЛ I.1 – Изграждане на нови обекти	331 042	569 269	413 247	392 089	225 846
Газопреносни мрежи	331 042	569 269	413 247	392 089	225 846
Линейна част	319 975	483 379	345 037	391 342	225 682
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	9842	7598	870	53	12
АГРС и ГИС	1225	78 042	63 099	694	152
Комуникационни и информационни системи	0	250	4241	0	0
РАЗДЕЛ I.2 – Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	30 895	126 788	17 850	16 963	16 115
Газопреносни мрежи	30 895	126 788	17 850	16 963	16 115
Линейна част	24 585	113 452	45	2069	1966
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	6023	13 101	17 805	14 215	13 504
АГРС и ГИС	287	235	0	679	645
РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване	11 655	7932	7027	7027	7496
РАЗДЕЛ II.1 – Текущи инспекции, ремонти и поддръжка	9 881	11 801	3141	2375	2256
Газопреносни мрежи	9881	11 801	3141	2375	2256
Линейна част	4162	6108	335	1072	1018
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	3952	4536	1814	876	832
АГРС и ГИС	1767	1 157	992	428	407
РАЗДЕЛ II.2 – Доставка на материали и консумативи	8714	7393	6577	6577	7016

Предвидените инвестиции за периода на бизнес плана по видове активи и по години са представени в следващата таблица № 6:

Таблица № 6

Видове активи	2025 г. (хил. лв.)	2026 г. (хил. лв.)	2027 г. (хил. лв.)	2028 г. (хил. лв.)	2029 г. (хил. лв.)
Инвестиции общо	392 187	723 183	447 842	425 031	258 729
Преносни газопроводи – линейна част	353 898	607 331	349 323	398 389	232 834
Съоръжения	5651	81 709	66 115	3700	3262
Компресорно оборудване	8105	9318	16 425	13 990	13 304
Комуникационни мрежи	320	300	4291	92	87
Компютърна техника, офис оборудване	3317	2281	2027	1992	2123
Сгради и конструкции	1516	8929	3996	1060	1007
ДНМА	9903	7031	134	195	146
Други ДМА	9477	6284	5531	5613	5966

3. Ремонтна (експлоатационна) програма

Текущата поддръжка на съществуващите ДМА включва следните дейности: планови инспекции и изпитвания на преносните газопроводи и съоръженията към тях, както и на компресорните станции; текущи ремонти и абонаментна поддръжка на газопроводи и съоръжения, на сграден фонд, възстановяване на земното покритие върху газопроводи, профилактика на технологични инсталации и други. Извършваните от „Булгартрансгаз“ ЕАД ремонтни и експлоатационни дейности са следните:

- планирани ремонти и профилактика на технологични съоръжения и инсталации от: линейната част на газопреносните мрежи и прилежащите ѝ надземни съоръжения; изпълнение на програмите за ремонти след проведени вътрешнотръбни инспекции с интелигентни бутала; КС, ГРС, АГРС, ГИС; средства за измерване; комуникационни и информационни системи;

- укрепване на газопроводите и възстановяване на земното покритие върху тях, нарушено вследствие на проявени ерозионни и свлачищни процеси по трасета, в т.ч. при пресичане на водни обекти (реки и дерета);
- периодични ремонти на двигатели, обслужващи работата на компресорните станции;
- вътрешнотръбни инспекции на преносните газопроводи с различни технологии за определяне техническото състояние на газопроводите и гарантиране на нормална експлоатация при проектното им налягане;
- диагностика на технологичното оборудване на компресорните станции;
- диагностика на средствата за измерване;
- обхождане на трасетата на преносните газопроводи, собственост на дружеството;
- обследване на подземните газопроводи за наличие и локализиране на пропуски на природен газ;
- проверка за загазяване на шахти, колектори, подземно разположени съоръжения;
- текуща поддръжка на кранови възли;
- изпускане на природен газ и запълване с природен газ на действащи и новопостроени газопроводи при планови работи и разширение на газопреносната система;
- извънпланови (аварийни) ремонти;
- поддръжка и обслужване на защитните съоръжения и инсталации, включително настройващи работи;
- поддръжка и обслужване на въздушни преходи и технологичните площадки (боядисване, ограждения, предупредителни табели, противопожарни мерки);
- извършване на ремонти по системата за катодна защита (анодни заземители, електроизолиращи фланци, контролно измервателна колонка (КИК), станции за катодна защита);
- участие и/или контрол при извършване на електрометрично обследване на подземните газопроводи и ремонт на изолационното покритие, в случай на констатирани при обследването места с нарушено такова;
- съставяне на досиета и на „База данни“ за съоръженията (вкл. паспорт, схема, устройство и инструкция за експлоатация на всяко съоръжение);
- периодични проверки на средства за измерване;
- съставяне и поддържане на „База данни“ за всички елементи на разходомерните системи;
- доставка на резервни части за газопреносни и комуникационни съоръжения;
- доставка на петролни и гориво-смазочни материали и консумативи;
- осигуряване на резервни части и поддържане на аварийен резерв;
- преизпитвания на якост и плътност на съоръженията от газопреносната система – газопроводни отклонения, компресорни станции, ГРС, АГРС, ГИС;
- мониторинг на рискови зони (свлачищни, ерозионни, преходи на реки, активни разломи и др.) по газопроводните трасета – времеви мерки за намаляване на възникващ риск;
- мониторинг и поддръжка на сервитути;
- абонаментно обслужване на електропроводи, информационни и комуникационни системи.

4. Прогнозна структура и обем на разходите

Структурата и обемът на разходите по години са прогнозирани съгласно Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Разходите за дейността по пренос на природен газ по газопреносната система са формирани за периода на бизнес плана 2025 – 2029 г. при цени към момента на изготвянето му, като в прогнозните стойности на разходите не е отчетена инфлация. При прогнозиране на разходите е взета предвид необходимостта от разширяване на дейността по пренос на природен газ.

Основните фактори, които дават отражение върху прогнозните стойности на разходите са: отчетна и балансова стойност на дълготрайните материални и нематериални активи, обслужващи дейностите по преноса на природен газ; предвиден обем на инвестициите; прогнозни пренесени количества природен газ; персонал, зает в управлението и експлоатацията на газопреносната система; разрастване на обема на дейността, изразено чрез относителното изменение на основните фактори, даващи отражение върху прогнозната стойност на разходите. В разходите за дейностите е включен дял от разходите, извършвани от комбинирания оператор по общите дейности, обслужващи както дейността за пренос, така и дейността за съхранение на природен газ – дейностите по управление и спомагателна дейност.

В разходите за дейността не са отразени разходите за извършване на балансиране на пазара на природен газ, които се отразяват отделно в съответствие с Методиката за определяне на дневна такса дисбаланс и такса за неутралност при балансиране.

Прогнозна структура на разходите

Съгласно Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, разходите за дейността по пренос на природен газ са разделени на:

- контролируеми експлоатационни разходи, свързани с дейността, върху които преносното предприятие може да влияе, като при образуване на цените за достъп и пренос през преносната система те влизат в състава на необходимите приходи, редуцирани с определен коефициент за повишаване на ефективността;

- директно прехвърляеми експлоатационни разходи, свързани с дейността, върху които преносното предприятие не може да влияе и директно се прехвърлят към стойността на услугите по преноса;

- разходи за амортизация, включващи прогнозния размер на годишната амортизация на съществуващите и новите активи, придобити през съответната година, обслужващи дейността по пренос на природен газ. Разходите за амортизация на новопридобитите активи се определят на основата на приетите амортизационни срокове на активите съгласно приложение № 1 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, чрез прилагане на линеен метод за амортизация.

Съгласно Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, контролируемите експлоатационни разходи се разделят в две основни групи: условно-постоянни експлоатационни разходи (УПЕР) и променливи експлоатационни разходи в зависимост от връзката им с пренесените количества природен газ. УПЕР включват: разходи за материали; разходи за външни услуги; разходи за заплати; социални разходи; разходи за социално осигуряване и други разходи.

„Булгартрансгаз“ ЕАД включва в групата на директно прехвърляемите разходи следните разходи: акциз върху горивния газ; лицензионна такса; местни данъци и такси; разходи за участие в Европейската мрежа на операторите на преносни системи – ЕМОПС за газ; разходи за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ, разходи за закупуване на квоти за емисии на парникови газове и разходи за технологични нужди. В състава на директно прехвърляемите разходи се включват разходите, произтичащи от наложени на дружеството задължения към обществото, съгласно чл. 17, т. 1 на Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

С цел формиране на технологична компонента в цените за пренос, в отделна група са разходите за технологични нужди по преноса на природен газ, включително и разходите за осигуряване на горивен газ и електрическа енергия за работата на компресорните станции.

Дружеството не е включило в състава на разходите за дейностите по пренос на природен газ: разходи за данък върху печалбата; разходи за бъдещи периоди; разходи за

загуби от обезценки; текущи разходи за начислени провизии по смисъла на чл. 38 от Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО); текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси; разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи; разходи за лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори; съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания; разходи за дарения и изплатени неизползвани отпуски от предходен период; разходи по чл. 204 от ЗКПО, както и разходи за начислен данък върху тях по чл. 216 от ЗКПО.

Условно-постоянни контролируеми експлоатационни разходи

Разходите за материали включват разходи за: горива за автотранспорт, прогнозиран в зависимост от предвиденото разрастване на дейността по пренос на природен газ за периода на бизнес плана; работно облекло, определени съобразно планираното оборудване на персонала с подходящо работно облекло, в т.ч. и за безопасност на условията на труд; канцеларски материали, прогнозиран предвид разрастването на дейността по пренос на природен газ; материали за текущо поддържане, за ремонти и текущо поддържане на газопреносната система, прогнозиран в зависимост от разрастването на дейността по пренос на природен газ.

Разходите за външни услуги включват разходи за: застраховки, включващи разходи по имуществена застраховка и застраховки за причинени вреди на трети лица, които са планирани на база прогнозното изменение на балансовата стойност на ДМА, обслужващи дейността по преноса и актуалната цена природния газ към момента на изготвяне на бизнес плана; пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозиран в зависимост от разрастването на дейността; абонаментно поддържане, включващи разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи и съоръженията по преносната система и прогнозиран на база предвиденото разрастване на дейността по пренос на природен газ; въоръжена и противопожарна охрана, включващи разходи по сключени договори за въоръжена и противопожарна охрана на газопроводите и съоръженията по газопреносната система и планирани в зависимост от прогнозираното разрастване на дейността по пренос на природен газ; наеми, прогнозиран на база на инвестиционната програма за периода на бизнес плана; проверка на уреди, включващи разходите за метрологична проверка на измервателни уреди, обслужващи дейността и прогнозиран на база плана за метрологична проверка на съществуващите средства за търговско измерване; експертни и одиторски разходи, включващи разходи за експертни анализи, оценки, одиторска дейност, разходи за участие в експертни организации и разходи по граждански договори, които са прогнозиран на база отчетни стойности за 2024 г. и очакваното разрастване на дейността; разходи за вода, отопление и ел. енергия, прогнозиран на база отчетни стойности за 2024 г. и очакваното разрастване на дейността.

Разходите за ремонт включват разходи за текущи ремонти по газопреносната система, неформиращи стойност на ДМА и са прогнозиран на база на отчетната стойност на активите, използвани в дейността за периода на бизнес плана.

Разходите за вътрешно-тръбни инспекции включват разходи за провеждане на периодични вътрешно-тръбни инспекции и са прогнозиран на база плана за извършване на такива инспекции, част от ремонтната програма на дружеството.

Разходите за заплати включват: разходите за заплати на пряко заетия персонал в дейностите по преноса на природен газ и дял от разходите за заплати на общия персонал, обслужващ лицензионните дейности, извършвани от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Прогнозните стойности са определени въз основа на средната работна заплата в предприятието на база на сключен колективен трудов договор и прогнозния персонал за периода 2025 – 2029 г.

Разходите за социално осигуряване включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно Закона за облагане на доходите на физическите лица, Кодекса за социално осигуряване, Закон за бюджета на държавното обществено осигуряване, Кодекса на труда и др.

Социалните разходи включват допълнителни надбавки към заплатата на персонала (за храна, работно облекло и др.), съгласно сключен колективен трудов договор.

Другите разходи включват: служебни карти и транспорт, включващи разходи за осигурен транспорт на персонала до обектите на месторабота, прогнозирани на база отчетни стойности и прогнозния размер на персонала, зает в дейността по пренос на природен газ; охрана на труда, включващи разходи за трудова медицина и организирани дейности по охрана на труда, планирани във връзка с прогнозния брой на персонала, зает в дейността по пренос на природен газ; разходи за маркетинг и реклама, включващи разходи за печат и разпространение на рекламни материали и извършване на маркетингови проучвания, прогнозирани въз основа на отчетни данни и увеличението на количествата пренесен природен газ; разходите за командировки са прогнозирани на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ; обучение на персонала, прогнозирани са на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ.

Променливи контролируеми експлоатационни разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ – не са прогнозирани.

Разходите за амортизации са определени на база линеен метод на амортизация съгласно т. 62 от МСС 16 „Имоти, машини и съоръжения“, както и според амортизационния срок на видовете активи, определен в приложение № 1 към Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Директно прехвърляемите разходи включват:

- разходи за акциз върху горивния газ, включващи платимия акциз за използвания горивен газ за компресорните станции (КС), работещи на природен газ по преносната система. Планирани са на база на прогнозните количества необходим горивен газ и действащите ставки на акциз за моторно гориво и акциз за отопление, съгласно митническото законодателство към момента на изготвяне на бизнес плана;

- разходи за закупуване на квоти за емисии парникови газове, които произлизат от задължение на „Булгартрансгаз“ ЕАД по Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 октомври 2003 година за установяване на схема за търговия с квоти за емисии на парникови газове в рамките на Общността и произтичащото от нея национално законодателство. Общностното и национално законодателство задължава газопреносния оператор да закупува разликата между произведените емисии парникови газове при работата на компресорните станции по газопреносната мрежа и определената му квота емисии.

- лицензионни такси, включващи разходи за лицензионни такси по двете лицензии за пренос, в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана;

- местните данъци и такси, прогнозирани въз основа на отчетни данни и нарастването на отчетната стойност на активите, свързани с извършването на дейността по пренос на природен газ;

- разходите за участие в Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ, прогнозирани в постоянен размер за целия период и включващи разходи за заплащане на годишната такса за участие;

- разходи за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ, включващи разходи за ползване на ПГХ „Чирен“, във връзка със съхраняването на количества природен газ за нуждите на оператора на преносни мрежи, извън разходите за ползване на съоръжение за съхранение на природен газ за нуждите на балансирането;

- други приходи при извършване на лицензионните дейности, а именно в състава на директно прехвърляемите разходи са включени с отрицателен знак и представляват прогнозни приходи, възникващи при извършване на лицензионните дейности извън приходите по дейността по пренос на природен газ (приходи от цена за достъп, приходи

от цена за пренос и приходи от цена за присъединяване). С цел постигане на съответствие с чл. 7, ал. 4 на Методиката, съответните прогнозни приходи са извадени от директно прехвърляемите разходи по години от регулаторния период.

Разходите, свързани с наложени на дружеството задължения към обществото за периода 2025 – 2029 г., са прогнозирани в съответствие с наложените на дружеството задължения към обществото в „План за действие при извънредни ситуации“, въведен със Заповеди на министъра на енергетиката, както следва: Заповед № РД-16-113 от 24.02.2022 г. и Заповед № РД-16-219 от 06.04.2022 г. и включват закупуване, поддържане на наличност и съхранение в ПГХ „Чирен“ на 205 300 MWh природен газ, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД като количества, нужни за осигуряване на сигурността на снабдяването с природен газ.

Технологични разходи по преноса на природен газ

- технологичните разходи представляват остойностени разлики между измерени входящи и изходящи количества природен газ (дебаланс), както и количества за технологични нужди (технологичен газ за подгряване на природен газ, изпускания на природен газ при ремонти и аварии и др.), които са планирани в зависимост от прогнозните пренесени количества природен газ, като не включват прогнозни разходи, покривани с газ в натура, получен във връзка със сключени дългосрочни договори за пренос на природен газ;

- разходите за горивен газ за компресорните станции, обслужващи преноса на природен газ, са планирани в зависимост от прогнозните пренесени количества природен газ, като не включват прогнозни разходи за получаване на природен газ в натура по сключени дългосрочни договори за пренос на природен газ;

- разходите за електрическа енергия за работа на компресорните станции по националната газопреносна мрежа представляват разходи за ел. енергия, използвана за работата на електрически задвижваните КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ и са планирани в зависимост от прогнозните пренесени количества природен газ до изходни точки на националната газопреносна мрежа.

Технологичните разходи за периода на бизнес плана са остойностени по пределна цена на продажба на природен газ на обществения доставчик, към момента на изготвяне на бизнес плана.

Прогнозните разходи за дейността по години от бизнес плана са посочени в следващата таблица № 7:

Таблица № 7

Видове разходи	2025 г. (хил. лв.)	2026 г. (хил. лв.)	2027 г. (хил. лв.)	2028 г. (хил. лв.)	2029 г. (хил. лв.)
ОБЩО РАЗХОДИ	448 243	471 211	492 096	519 941	529 463
I. Контролируеми експлоатационни разходи	110 842	110 922	108 011	118 012	117 955
1. Условно-постоянни експлоатационни:	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
1.1. Разходи за материали	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
1.2. Разходи за външни услуги	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
2. Разходи за заплати и възнаграждения	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
3. Разходи за социални осигуровки	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
4. Социални разходи	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
5. Други разходи	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
II. Променливи експлоатационни разходи	0	0	0	0	0
III. Амортизационни отчисления	266 550	287 349	309 337	325 146	333 131
IV. Директно прехвърляеми разходи	44 954	45 089	45 206	45 321	45 327
1. Разходи, свързани с наложени задължения към обществото	679	640	581	529	485
2. Разходи свързани с технологията по преноса на природен газ	25 897	27 850	29 542	31 462	33 051

5. Прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране и очаквано финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода на бизнес плана.

Капиталовата структура на „Булгартрансгаз“ АД за периода на бизнес плана включва собствен и привлечен капитал. Дружеството е с висока степен на капитализация и ликвидност, което отразява възможностите му да покрива своите задължения.

Прогнозната структура и обема на капитала по години са отразени в таблица № 8:

Таблица № 8

Параметри	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Собствен капитал (хил. лв.)	1 641 785	1 670 583	1 701 024	1 733 516	1 769 663
Дял на собствения капитал (%)	62,48%	52,37%	50,23%	49,58%	51,70%
Привлечен капитал (хил. лв.)	986 008	1 519 284	1 685 305	1 762 601	1 652 984
Дял на привлечения капитал (%)	37,52%	47,63%	49,77%	50,42%	48,30%

Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е 7,70% преди данъчно облагане, изчислена при използване на 52,82% собствен капитал с норма на възвръщаемост на собствения капитал от 9,42% и 47,18% привлечен капитал с норма на възвръщаемост от 4,60%.

Основните източници на финансиране на инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за дейностите по преноса на природен газ са: привлечен капитал по сключени договори за заем, заделената печалба след отчисление на дивидента, дължим на БЕХ ЕАД и амортизационните отчисления. Прогнозираното увеличение на привлечения капитал е планирано да покрие необходимите средства за дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД по трите издадени лицензии, като бъде осигурено чрез банкови заеми с матуритет от петнадесет години и гратисен период по отношение плащанията по главницата от шест месеца, като годишния лихвен процент по заемите е прогнозиран в размер от 4,75%.

Източниците на финансиране на инвестиционната програма са отразени в таблица № 9:

Таблица № 9

Източници	2025 г. (хил. лв.)	2026 г. (хил. лв.)	2027 г. (хил. лв.)	2028 г. (хил. лв.)	2029 г. (хил. лв.)	Общо: (хил. лв.)
Привлечен капитал	98 963	408 617	111 036	71 629	0	690 245
Заделена печалба	26 381	26 894	27 132	27 904	0	108 311
Амортизационни отчисления	266 550	287 349	309 337	325 146	258 362	1 446 744
Безвъзмездно финансиране	293	323	337	352	367	1672
Общо средства:	392 187	723 183	447 842	425 031	258 729	2 246 972
Необходими инвестиции	392 187	723 183	447 842	425 031	258 729	2 246 972

6. Очаквано финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД през периода 2025 – 2029 г. за дейността „пренос на природен газ“

„Булгартрансгаз“ ЕАД е представило: прогнозни счетоводен баланс, отчет за всеобхватния доход и паричен поток за периода 2025 – 2029 г. През периода дружеството прогнозира печалба, както следва: (...) хил. лв. за 2025 г., (...) хил. лв. за 2026 г., (...) хил. лв. за 2027 г., (...) хил. лв. за 2028 г. и (...) хил. лв. за 2029 г.

Прогнозните приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в таблица № 10:

Таблица № 10

Показатели	Прогноза				
	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Общо приходи от регулирана дейност (хил. лв.)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Общо разходи от регулирана дейност (хил. лв.)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Счетоводна печалба (хил. лв.)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Финансов резултат (хил. лв.)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)

Дружеството прогнозира нарастване на общите приходи от (...) хил. лв. за 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г. Приходите от продажби на услуги включват: приходи от дългосрочния договор; приходи от входно-изходна тарифна система; приходи, покриващи разходи, свързани с наложени задължения към обществото и приходи от присъединяване. Приходите от дългосрочния договор се увеличават от (...) хил. лв. за 2025 г. на (...) хил. лв. за 2029 г. Приходите от входно-изходна тарифна система се увеличават от (...) хил. лв. за 2025 г. на (...) хил. лв. за 2029 г. Приходите, покриващи разходи за съхранение на природен газ, свързани с наложени задължения към обществото, са в размер на (...) хил. лв. за 2025 г. и намаляват до (...) хил. лв. за 2029 г. Приходите от присъединяване се увеличават от (...) хил. лв. за 2025 г. на (...) хил. лв. за 2029 г. Други приходи при извършване на лицензионна дейност не са планирани за периода на бизнес плана.

Дружеството прогнозира общите разходи да се увеличат от (...) хил. лв. за 2025 г. на (...) хил. лв. за 2029 г. Оперативните разходи се увеличават от (...) хил. лв. за 2025 г. на (...) хил. лв. за 2029 г. Разходите, свързани с технологията на преноса, се увеличават от (...) хил. лв. за 2025 г. на (...) хил. лв. за 2029 г. Разходите за ползване на съоръжението за съхранение на природен газ за нуждите на преноса се увеличават от (...) хил. лв. за 2025 г. на (...) хил. лв. за 2029 г. Разходите за материали се увеличат от (...) хил. лв. през 2025 г. до (...) хил. лв. през 2029 г. Разходите за ремонти и вътрешнотръбни инспекции намаляват от (...) хил. лв. през 2025 г. до (...) хил. лв. през 2029 г. Разходите за външни услуги се увеличат от (...) хил. лв. за 2025 г. на (...) хил. лв. за 2029 г. Прогнозните разходи за персонал се увеличават от (...) хил. лв. за 2025 г. на (...) хил. лв. за 2029 г. Вноската за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ се увеличава от (...) хил. лв. за 2025 г. на (...) хил. лв. за 2029 г. Други разходи за дейността се увеличават от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г. Разходите за амортизации се увеличават от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г. Финансовите разходи се увеличават от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

Общата сума на актива за дейността се увеличава от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г. Нетекущите активи се увеличат от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г. от увеличение на дълготрайните материални активи. Текущите активи на дружеството намаляват от (...) хил. лв. за 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

Акционерният капитал на дружеството е в размер на (...) хил. лв. за 2025 г. и остава в непроменен размер за всяка година от периода на бизнес плана. Собствения капитал (включващ акционерен капитал, резерви, неразпределена печалба и текущ финансов резултат) от (...) хил. лв. за 2025 г. се изменя на (...) хил. лв. за 2029 г., в резултат на намаление на резервите и увеличаване на текущата печалба. Нетекущите пасиви се увеличават от (...) хил. лв. за 2025 г. на (...) хил. лв. за 2029 г. Текущите пасиви намаляват от (...) хил. лв. за 2025 г. до (...) хил. лв. през 2029 г.

От представените прогнозни парични потоци за периода е видно, че паричните постъпления ще бъдат от оперативната дейност, като постъпления от търговски контрагенти. Плащанията от оперативната дейност са свързани с търговски контрагенти, с персонала, с вноски по фонд „Сигурност на електроенергийната система“ и платени и възстановени данъци върху печалбата. По отношение на инвестиционната дейност на дружеството са предвидени плащания, свързани както с инвестиционни разходи за покупка на имоти, машини, съоръжения, така и с плащания по главница. По отношение на финансовата дейност са предвидени постъпления от друга дейност и предоставени заеми и плащания за друга дейност, лихви и дивиденди. От представените парични потоци за периода 2025 – 2029 г. е видно, че прогнозираните парични наличности са с положителни стойности в края на всяка една година от периода на бизнес плана.

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2025 – 2029 г.: Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал е със стойности под единица, като от 0,81 за 2025 г. намалява на 0,74 за 2029 г. Това е показател, че дружеството може да има затруднения при инвестиране със собствен капитал на нови дълготрайни активи.

Коефициентът на обща ликвидност от 0,97 през 2025 г. се увеличава до 1,24 през 2029 г. Това е показател, че дружеството ще разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения. *Коефициентът на финансова автономност* показва степента на независимост от ползване на привлечени средства. Коефициентът е с стойност над 1 за целия период на бизнес плана, като от 3,95 за 2025 г. намалява на 2,75 за 2029 г. Това е индикатор, че дружеството ще притежава достатъчно собствени средства за покриване на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Въз основа на направения анализ на стойностите на горепосочените показатели, може да се направи извод, че за периода 2025 – 2029 г. общото финансово състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД ще бъде добро.

7. Прогноза за цените на предоставяните услуги

„Булгартрансгаз“ ЕАД е извършило редица дейности по въвеждане на входно-изходен модел в България. Съществен елемент от цялостния модел е въвеждането на входно-изходна тарифна система, на базата на която да бъдат определени цените за различните услуги, предлагани от оператора. В Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД се определят условията и редът за образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Цената за достъп е диференцирана по входни и изходни точки и ценови зони и предлагани услуги за предоставяне на капацитет в тези точки/зони. Тя се определя в левове за единица капацитет за период на предоставяне (лева/MWh/ден). Цената за достъп се начислява на ползвателите на газопреносната система на база на предоставения им капацитет по видове услуги. Предлаганите от „Булгартрансгаз“ ЕАД услуги по достъп до газопреносната система за входните и изходните и точки/зони, подлежащи на ценообразуване са:

- *услуги по предоставяне на твърд капацитет за входните и изходни точки на газопреносната система:* услуга по предоставяне на твърд годишен капацитет; услуга по предоставяне на твърд тримесечен капацитет; услуги по предоставяне на твърд месечен капацитет; услуги по предоставяне на твърд дневен капацитет; услуги по предоставяне на твърд капацитет в рамките на деня.

- *услуги по предоставяне на прекъсваем капацитет за входните и изходни точки на газопреносната система:* услуга по предоставяне на прекъсваем годишен капацитет; услуга по предоставяне на прекъсваем тримесечен капацитет; услуги по предоставяне на прекъсваем месечен капацитет; услуги по предоставяне на прекъсваем дневен капацитет; услуги по предоставяне на прекъсваем капацитет в рамките на деня.

Предвижда се цените за услугите за предоставяне на прекъсваем капацитет да се образуват с въвеждане на отстъпка от цената на услугата за предоставяне на твърд капацитет, определена от вероятността за прекъсване на предоставяната услуга.

При липса на отчетено договорено претоварване за дадена точка и посока се предвижда услугите по предоставяне на прекъсваем капацитет да се образуват с въвеждане на последваща отстъпка от цената на услугата за предоставяне на твърд капацитет, приложима в случай на регистриране на прекъсване на предоставяната услуга.

- *услуги по предоставяне на капацитет за входни и изходни точки от/към съоръжения за съхранение на природен газ.*

Цената за пренос се определя за количествата природен газ, пренесени при условията на сключен договор за пренос, като се изразява в левове за енергийни единици природен газ (лева/MWh). Тя се начислява на база разпределените количества природен газ във входните и изходните точки/зони на газопреносната система.

Входно-изходната тарифна система ще се прилага за всички настоящи и бъдещи входни/изходни точки/зони на територията на Р България към/от преносната система,

както и в рамките на обявявания свободен капацитет за съществуващи входни и изходни трансгранични точки извън капацитета, резервиран по дългосрочни договори.

8. Прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи

Механизмите за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи са в основата на концепцията за формиране на необходимите приходи при използване на методи за ценово регулиране със стимули. Прилагането на метода за образуването на начални необходими приходи и тяхната годишна актуализация дава възможност за „изглаждане” на цените в рамките на периода, като се осигурява събиране на необходимите приходи на дружеството за периода.

Съгласно чл. 6 от Наредба № 2 за регулиране на цените на природния газ образуваните цени са пределни. Комбинираният оператор може да договаря, предлага и прилага по-ниски от образуваните цени по Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, при условие че това не води до кръстосано субсидиране. На тази база и отчитайки конюнктурата на пазара, „Булгартрансгаз“ ЕАД може да изготвя и прилага ефективна ценова стратегия, най-същественото в която е: поддържане на съвременен модел на ценообразуване на предоставяните услуги по преноса, съобразени с нуждите на различните ползватели на мрежата; подпомагане ефикасната търговия с природен газ и конкуренцията; предотвратяване на кръстосаното субсидиране между ползватели на мрежата; поддържане на оперативна съвместимост на преносните мрежи; нестресиране на пазара с чести и значителни изменения в цените чрез поддържане на устойчивото им равнище за по-продължителен период от време и осигуряване чрез цените на дългосрочната ефективност на предоставяните услуги.

9. Определяне на области за повишаване на ефективността

Дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД обхваща веригата от изграждане на преносната инфраструктура, нейната поддръжка и експлоатация до осигуряване на качествени услуги по преноса на природен газ за клиенти и ползватели на преносната система. В дейностите по преноса на природен газ могат да се определят следните области за повишаване на ефективността: прилагане на съвременни компютърни системи за управление на процесите, съпътстващи преноса на природен газ; внедряване на вътрешни правила и процедури за регламентиране и оптимизиране на координацията на дейностите и подразделенията в дружеството; квалификация на персонала; подобряване на практиките по управление и развитие на човешките ресурси и осигуряване на приемственост, и рационализиране на снабдителния процес.

Въз основа на всичко гореизложено е видно, че „Булгартрансгаз“ ЕАД ще разполага с материални и финансови възможности за осъществяване на дейността „пренос на природен газ” през газопреносните мрежи, собственост на дружеството, при спазване на заложените в бизнес плана параметри.

Изказвания по т.1.:

Докладва М. Димитров. В Комисията е получено заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2025 – 2029 г. С писмо КЕВР е изискала от „Булгартрансгаз“ ЕАД информация, която е представена. Отделно от това, с писмо от 27.08.2025 г. КЕВР е изискала от „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи коригиран бизнес план, тъй като със същото писмо е поискано по следващата точка от дневния ред за необходими годишни приходи да се представи коригиран модел на необходимите годишни приходи. Оттам идва и необходимостта от промяна на бизнес плана по отношение на капиталовата структура и приходите.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите

по административната преписка, е установено следното:

С Решение от 2020 г. КЕВР е одобрила на „Булгартрансгаз“ ЕАД бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ за периода 2020 – 2024 г. Предвид изтичащия срок на одобрения бизнес план дружеството е подало ново заявление за одобряване на бизнес план.

По отношение на изпълнение на бизнес плана на „Булгартрансгаз“ ЕАД за дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи за периода 2020 – 2024 г. в доклада подробно са представени таблици по отношение на реализирани количества, изпълнени инвестиции. Изпълнението на инвестициите е над 126% за 2020 – 2024 г. Представеният от дружеството бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ съдържа Производствена програма. Бизнес планът съдържа описание на предвидените основни проекти, оказващи влияние върху развитието на пазара на природен газ в България и търсенето на услуги по пренос на природен газ. В доклада са посочени новите междусистемни връзки със съседните страни, които се планират да се изградят. Това са повишаване на капацитета на връзката с Румъния, с Гърция, със Сърбия, както и смарт надграждане на съществуващата газопреносна мрежа, за да може да се интегрират 10% водород в природния газ.

Представена е информация за развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения. Това са газопроводните отклонения до Банско и Разлог, до Граф Игнатиево и до източномаришкия регион - довеждащ газопровод с високо налягане с цел захранване на топлоелектрически централи в региона.

Представена е информация за основните проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газовата инфраструктура. Това касае компресорните станции „Полски Сеновец“ и „Вълчи дол“.

Представена е информация за изграждането на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията. Това са изграждане на очистни съоръжения, оптични кабели, изграждане на нови ГИС и АГРС.

Представена е информация за пренесените количества за периода 2020 – 2024 г., като за 2024 г. пренесените количества са 27 851 GWh, което е увеличение спрямо предходната година с 5,88%. Това е до национални изходни точки. Представена е информация за пренесените количества до трансгранични изходни точки. Количествата са 174 925 GWh, което е с 20,16% повече в сравнение с 2023 г.

В доклада са представени таблици за планираните пренесени количества и за капацитетите, които дружеството ще предлага. За 2025 г. дружеството планира да пренесе около (...) млрд. м³ природен газ, като за 2029 г. се увеличават на (...) млрд. м³. Представена е подробна информация за тези количества по отделните точки на междусистемно свързване и изходни точки.

Инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Инвестиционните проекти са представени подробно в доклада със съответните дейности, които дружеството планира да извърши. Инвестициите са по следните направления: Разширение на газовата инфраструктура за пренос, реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА, текуща поддръжка на съществуващите ДМА. Обемът на предвидените инвестиции по отделните направления е представен в доклада, като общият размер на инвестициите за 2025 – 2029 г. е (...) хил. лв. Те са по направления преносни газопроводи, съоръжения, компресорно оборудване, комуникационни мрежи, компютърна техника, сгради и конструкции, нематериални активи и др. ДМА.

Ремонтната програма, предвижда се текущата поддръжка на съществуващите ДМА, планови инспекции и изпитвания на преносните газопроводи и съоръженията към тях, както и на компресорните станции; текущи ремонти и абонаментна поддръжка на газопроводи и съоръжения, на сграден фонд, възстановяване на земното покритие върху газопроводи, профилактика на технологични инсталации и други.

Прогнозната структура и обемът на разходите са представени подробно в доклада. Структурата и обемът на разходите по години са прогнозираны съгласно Методиката за

определяне на цени за достъп и пренос на природен газ. При прогнозиране на разходите е взета предвид необходимостта от разширяване на дейността по пренос на природен газ.

Разходите за дейността пренос на природен газ са разделени на контролируеми експлоатационни разходи, свързани с дейността по пренос, върху които преносното предприятие има контрол и може да влияе. Отделно от това, директно прехвърляеми експлоатационни разходи, свързани с дейността, върху които преносното предприятие не може да влияе. Разходи за амортизация. Условно-постоянните контролируеми експлоатационни разходи са стандартните - разходите за материали, за външни услуги, заплати, социално осигуряване.

Променливи разходи не се предвидени от дружеството.

Разходите за амортизации са определени на база линеен метод на амортизация. Директно прехвърляемите разходи включват разходи за акциз върху горивния газ (за компресорните станции), разходи за закупуване на квоти и емисии парникови газове, които произлизат от задължение на „Булгартрансгаз“ ЕАД да закупува разликата между произведените емисии и парникови газове при работа на компресорните станции. Лицензионни такси, местните данъци и такси, разходите за участие в Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ, разходи за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ, включващи разходи за ползване на ПГХ „Чирен“, във връзка със съхраняването на количества природен газ за нуждите на оператора на преносната мрежа, други приходи, които са със знак минус. Това са приходите, които дружеството е получило вследствие на използване на лицензионна техника, която е използвана за дейности, които не се свързани с дейността пренос на природен газ.

Разходите, свързани с наложени на дружеството задължения към обществото. На дружеството е наложено с две Заповеди на министъра на енергетиката да се съхранява в ПГХ „Чирен“ количества в размер на 205 300 MWh природен газ.

Технологични разходи по преноса на природен газ. Те формират технологичната компонента за пренос. Това са разлики между измерени входящи и изходящи количества природен газ (дебаланс), както и количества за технологични нужди. Разходите за подгръване на газа в автоматичните газорегулиращи станции при редуциране на налягането. Разходите за горивен газ за компресорните станции, разходите за електрическа енергия за работа на компресорните станции (две станции работят на електрическа енергия КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“).

Технологичните разходи за периода на бизнес плана са остойностени по пределна цена на продажба на природен газ на обществения доставчик към момента на изготвяне на бизнес плана. В доклада е представена подробна таблица с разбивката на разходите. За 2025 г. те са (...) млн. лв. За 2029 г. се увеличават на (...) хил. лв.

Прогнозна структура на капитала. Капиталовата структура на „Булгартрансгаз“ АД за периода на бизнес плана включва собствен и привлечен капитал. Прогнозната структура по години са отразени в таблица. За 2025 г. собственият капитал е 62% и 37,52% привлечен капитал. За 2029 г. – 51,7% собствен капитал и 48,30% привлечен капитал. Нормата на възвръщаемост на капитала е 7,70% преди данъчно облагане, изчислена при използване на 52,82% собствен капитал с норма на възвръщаемост на собствения капитал от 9,42% и 47,18% привлечен капитал с норма на възвръщаемост от 4,60%.

Очакваното финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД през периода 2025 – 2029 г. за дейността „пренос на природен газ“. В доклада е представена таблица, която касае финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Посочени са приходите. За 2025 г. са (...) хил. лв. и се увеличават за 2029 г. на (...) хил. лв. Печалбата на дружеството за 2025 г. се предвижда да е (...) хил. лв. Тя се увеличава за 2029 г. на (...) хил. лв. От представените парични потоци за периода 2025 – 2029 г. е видно, че прогнозираните парични наличности са с положителни стойности в края на всяка една година от периода на бизнес плана.

В доклада е представена информация за прогнозата за цените на предоставяните услуги и прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на

ценообразуващите елементи. Дружеството посочва, че съгласно Наредба № 2 може да прилага и по-ниски цени от утвърдените с цел да прилага ефективна ценова стратегия - поддържане на съвременен модел на ценообразуване на предоставяните услуги по преноса, съобразени с нуждите на различните ползватели на мрежата.

Представена е информация за основните области за повишаване на ефективността. Това са прилагане на съвременни компютърни системи за управление на процесите, съпътстващи преноса на природен газ; внедряване на вътрешни правила и процедури за регламентиране и оптимизиране на дейностите и подразделенията в дружеството; квалификация на персонала; подобряване на практиките по управление и развитие на човешките ресурси и осигуряване на приемственост, и рационализиране на снабдителния процес.

Въз основа на всичко гореизложено може да се направи извод, че „Булгартрансгаз“ ЕАД ще разполага с материални и финансови възможности за осъществяване на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на дружеството, при спазване на заложените в бизнес плана параметри.

По отношение на защитената по закон информация, съдържаща се в подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД заявление и която не следва да бъде разгласявана, „Булгартрансгаз“ ЕАД е посочило следната информация: информацията за конкретните стойности на отчетните и прогнозни оперативни разходи; информацията, съдържаща се в прогнозните финансови отчети. Според дружеството разкриването на тази информация би увредило интереса на „Булгартрансгаз“ ЕАД, защото трети лица биха придобили достъп до информация, която не е публично достъпна и притежава чувствителен търговски характер. Разпространението на финансово-икономически и технически данни от вътрешно-корпоративния живот на дружеството в последствие може да се превърне в предмет на спекулации или друг вид злоупотреба, като например неправомерни анализи и заключения. Заявителят е посочил, че разкриването на посочената по-горе информация може да навреди на интересите му, защото приложената информация съдържа данни за търговските отношения с трети страни и с контрагенти на дружеството, която не е общодостъпна. Искането за заличаване на защитена по закон информация е основателно, като при публикуването на доклада и решението на КЕВР следва да бъде заличена.

Предвид горното и на основание чл. 32, ал. 1, т. 1 и ал. 3 от Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, във връзка с чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага Комисията да вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да приеме решение за одобряване на бизнес план на „Булгартрансгаз“ ЕАД за дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи за периода 2025 – 2029 г.;
3. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация, с изключение на данни, които са достъпни в публични регистри и/или публично оповестени от заявителя, да бъде заличена при публикуването на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката.

М. Димитров отбеляза, че проектът на решение съдържа същото предложение за одобряване на бизнес плана на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Пл. Младеновски попита, откъде работната група е взела (...) % привлечен капитал.

М. Димитров отговори, че те са по заемите, които дружеството предвижда да сключи за този период, както и заеми, които вече са сключени с (...) лихва. Това са (...). Това води до (...) %.

Пл. Младеновски отбеляза, че това е (...) лихва. Председателят посочи, че сега Комисията прави анализи за водата. Там привлеченият капитал, както се изчислява с данните от БНБ, степента на конвергенция, лихвените нива са много (...), а това участва с

над (...) % в нормата на възвръщаемост. Пл. Младеновски попита сега с този бизнес план така ли се утвърждава норма на възвръщаемост.

М. Димитров отговори, че с доклада по следващата точка, необходими годишни приходи, там се утвърждава.

Пл. Младеновски зададе въпрос на Ел. Маринова, който е свързан с т.1 и т.2 от дневния ред. Сега се утвърждава бизнес план. Председателят попита, Комисията има ли възможност при настъпване на някакви обстоятелства, особено за необходимите годишни приходи, това да бъде изменяно до 2029 г. Сега „Булгартрансгаз“ ЕАД залага (...) млн. м³. Ако се приеме този Регламент, тези (...) млн. м³ ще станат три пъти по-малко. Комисията утвърждава една сума на необходимите годишни приходи и когато в знаменателя има три пъти по-малко число, това означава, че три пъти ще се вдигнат цените за местните ползватели. Пл. Младеновски попита, Комисията има ли някаква възможност да интервенира, при положение че се случат обстоятелства, които не са били налични или не са могли да се предвидят към момента на утвърждаване на тези необходими годишни приходи.

Ел. Маринова отговори, че необходимите годишни приходи следват правилата на Методиката и по нея веднъж утвърдени през следващите години се коригират само със строго специфичните обстоятелства по Методика. Няма хипотеза, в която да има промяна вследствие на непредвидени обстоятелства. Едното е инфлация, годишните корекции на необходимите годишни приходи.

М. Димитров допълни, че директно прехвърляемите разходи се актуализират всяка година. Това са горивният газ, който, ако не се извършва този пренос, който е предвиден, няма да е в този обем, който е посочен. Технологичните разходи – също.

Пл. Младеновски каза, че те не са съществени.

М. Димитров поясни, че на фона на квотите емисии... Работната група е изисквала за квотите емисии допълнителна обосновка, че са предвидени (...) млн. лв. в предишния регулаторен период, но не са били предвидени разходи за квоти за вредни емисии. Дружеството е информирало, че откакто тази схема за емисиите работи, вече четвърта фаза от схемата, „Булгартрансгаз“ ЕАД са спестявали през годините и не са продавали спестените емисии. Затова не са имали разходи за емисии, докато тези спестявания са изчерпани и в годишния финансов отчет за 2024 г. са прогнозирани разходи около (...) млн. лв. квоти и емисии за около (...) хил. т CO₂ емисии. При 1 MWh се отделят около 0,2 тона средно в зависимост от метана при борсова цена около (...) лв. за тон CO₂ емисии. Работната група е гледала тази цена. Тя съответства към момента на борсовите цени за емисии.

Пл. Младеновски отбеляза, че не съответства към момента, (...) евро не е (...) лв. Председателят каза, че това няма значение. Това е за бъдещ период, когато могат да се качат и до 100 евро и тук няма проблем. Проблемът е в това, че ако се спре преносът на руски газ, ще трябва много да се увеличат цените, защото Комисията няма как да се намеси и да намали тези необходими приходи.

М. Димитров каза, че е посочена информация по дългосрочните договори, приходите от Газпром, които за 2025 г. са около (...) млн. лв., а към 2029 г. отива на (...) млн. лв. Общо приходите са около (...) млрд. лв.

Пл. Младеновски заключи, че идват над (...) % и ще остане близо (...).

М. Димитров каза, че сега има такава инициатива за този Регламент, който все още не е приет от Европейската комисия. Едно от нещата на българската позиция е компенсация за преносните оператори.

Пл. Младеновски заключи, че едно от нещата трябва да е компенсация. Председателят изиска от Ел. Маринова да предложи начин при настъпили непредвидени обстоятелства Комисията да може да направи нещо и да се намеси.

Ел. Маринова каза, че трябва да се види, как да се промени Методиката.

Пл. Младеновски заключи, че Методиката е на КЕВР и не е толкова фатално. Председателят установи, че няма други изказвания и подложи на гласуване проекта на

решение.

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 32, ал. 1, т. 1 и ал. 3 от Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, във връзка с чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад относно заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи за периода 2025 – 2029 г.;

2. Одобрява бизнес план на „Булгартрансгаз“ ЕАД за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2025 – 2029 г.;

3. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация, с изключение на данни, които са достъпни в публични регистри и/или публично оповестени от заявителя, да бъде заличена при публикуването на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката.

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

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

По т.2. Комисията разглежда доклад относно **заявление с вх. № Е-15-45-23 от 06.06.2025 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходимими годишни приходи за регулаторния период 2025 г. – 2029 г.**

Административното производство е образувано въз основа на постъпило в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-23 от 06.06.2025 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходимими годишни приходи (НГП) за регулаторния период 2025 г. – 2029 г. Със Заповед № 3-Е-191 от 12.06.2025 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши анализ на подаденото заявление при отчитане на параметрите на заявлението с вх. № Е-15-45-22 от 06.06.2025 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2025 – 2029 г.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-23 от 18.06.2025 г. КЕВР е изискала „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи: подробна обосновка и доказателства за отделните видове разходи, начина на прогнозирането им, както и за връзката им с изпълнението на дейността „пренос на природен газ“; подробна обосновка на предложения размер и състава на разходите, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото; данни и обосновка за начина на прогнозиране на инфлацията; анализ на влиянието от прилагането през изминалия регулаторен период на параметрите, утвърдени с Решение № НГП-1 от 02.10.2020 г. на КЕВР, както и данни и обосновка относно изпълнението на инвестициите в края на регулаторния период. От заявителя е изискано и

становище относно наличието на търговска тайна в данните и документите, съдържащи се в заявлението. С писмо с вх. № Е-15-45-23 от 30.06.2025 г. дружеството е представило изискваната информация. С писмо с изх. № Е-15-45-23 от 27.08.2025 г. КЕВР е изисквала от „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи коригирано заявление за утвърждаване на необходимите приходи за регулаторния период 2025 г. – 2029 г., в което базовите необходими годишни приходи да са изчислени при разходи за амортизации, които не се индексират с годишна инфлация; договори за метрологична проверка на средствата за измерване за дейността „пренос на природен газ“ с посочена единична цена по типоразмери на база, на които са прогнозираны разходите за метрологична проверка за периода 2025 г. – 2029 г., както и обосновка относно предвидените от дружеството разходи за: лабораторни изследвания на средствата за търговско измерване; вътрешнотръбни инспекции на газопроводи; квоти за вредни емисии и становище. С писмо с вх. № Е-15-45-23 от 02.09.2025 г. дружеството е представило изискваната информация, както и коригирано заявление.

След разглеждане на данните и документите по заявление с вх. № Е-15-45-23 от 06.06.2025 г., изменено със заявление с вх. № Е-15-45-23 от 02.09.2025 г., се установи следното:

„Булгартрансгаз“ ЕАД е титуляр на лицензии № Л-214-06 от 29.11.2006 г. и № Л-214-09 от 29.11.2006 г. за дейността „пренос на природен газ“, както и на лицензия № Л-214-10 от 29.11.2006 г. за дейността „съхранение на природен газ“. Като енергийно предприятие, лицензирано за дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“, „Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран оператор по смисъла на § 1, т. 27д от Допълнителните разпоредби на Закона за енергетиката (ЗЕ). Дружеството осъществява лицензионните дейности чрез газопреносната система, обединяваща в единна система национална газопреносна мрежа за пренос на природен газ и газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ, както и чрез подземно газохранилище (ПГХ) „Чирен“ за съхранение на природен газ, с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурността на доставките на природен газ.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е подало заявление с вх. № Е-15-45-23 от 06.06.2025 г. за утвърждаване на НГП за регулаторния период 2025 г. – 2029 г. В тази връзка, с решение по Протокол УС № 919 от 30.05.2025 г., по т. 5.1., Управителният съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД е приел проект на заявление за утвърждаване на необходими приходи за дейността „пренос на природен газ“ за периода 2025 г. – 2029 г., а с решение по Протокол НС № 33 от 06.06.2025 г., по т. 1.1., Надзорният съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД е одобрил проекта на заявление.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 12, предл. 1 от ЗЕ на регулиране от КЕВР подлежат цените за достъп и пренос на природен газ през преносни мрежи освен в случаите, когато Комисията по своя преценка одобрява методика за определяне на тези цени. В тази връзка, Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с решение по Протокол № 109 от 11.08.2014 г., по т. 4, е приела Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Методиката, обн., ДВ, бр. 72 от 2014 г.).

Съгласно чл. 18, ал. 1 и ал. 3 от Методиката, преди началото на всеки регулаторен период по предложение на оператора, Комисията с решение утвърждава:

- необходимите годишни приходи и базови необходими приходи за дейността по пренос за първата година от регулаторния период;
- базата за възвръщаемост по години за регулаторния период;
- нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период;
- прогнозен размер на разходите, които формират необходимите годишни приходи, за първата година от регулаторния период, като преценява тяхната икономическа обоснованост;

- коефициент за подобряване на ефективността, който се прилага по отношение на прогнозните експлоатационни разходи;
- коефициент на изглаждане на базовите необходими приходи за регулаторния период.
- съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ;
- съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки.

За предходния регулаторен период, а именно: от 1 октомври 2020 г. до 30 септември 2025 г., КЕВР с Решение № НГП-1 от 02.10.2020 г. е утвърдила на „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими годишни приходи за първата година от регулаторен период. Резултатите от прилагането на утвърдените параметри по това решение са, както следва:

Въз основа на ценообразуващите елементи, утвърдени с Решение № НГП-1 от 02.10.2020 г. на КЕВР, както и ценообразуващите елементи, утвърждавани за съответните ценови периоди с Решение № М-1 от 01.06.2021 г., Решение № М-1 от 21.06.2022 г., Решение № М-1 от 19.06.2023 г. и Решение № М-1 от 09.05.2024 г. на КЕВР, операторът ежегодно определя цени за достъп и пренос по входни и изходни точки на газопреносната система, по видове предлагани капацитетни продукти и ценови компоненти на цената за пренос, както и по периоди на предлагане на отделните капацитетни продукти. Анализът на приходите, събирани от отделните компоненти на прилаганата тарифна система показва следното:

Събраните приходи от прилагането на определените тарифи и приходите от действащи дългосрочни договори с фиксирани цени по години от регулаторния период са били достатъчни за изпълнение на лицензионната дейност „пренос на природен газ“, включително: за развитие, модернизация и разширение на преносната инфраструктура, за осигуряване на оперативна ефективност и гъвкавост на газопреносната система, както и за осигуряване сигурността и надеждността на газопреносната система. Въпреки натрупаната през регулаторния период от 2020 г. до 2024 г. инфлация в размер на 35,82% и заложеното с Решение № НГП-1 от 02.10.2020 г. увеличение на базовите необходими годишни приходи с 9,64% годишно, изразено с утвърдения коефициент на изглаждане на необходимите приходи за регулаторния период, приложимите цени за достъп са нараснали средно с 12,88%. Минималното изменение на цените за достъп на фона на значителното увеличение на базовите необходими приходи се дължи на значителното развитие на газопреносната система и нарастващото уплътняване на капацитетните и възможности.

Приходите на оператора за периода са нараснали от (...) хил. лв. за газова година 2020/2021 на (...) хил. лв. за газова година 2023/2024, като основен дял от приходите за първите четири години на регулаторния период имат приходите от дългосрочни договори с фиксирани цени – в размер на 63,74% от общите приходи. Следващи по относителен дял са приходите от прилагането на цени за достъп, които представляват 25,33% от общите приходи за периода. Приходите от тръжни премии от търгове за разпределение на капацитет заемат дял от 3,95%, а приходите от цени за пренос (обща и технологична компонента на цената за пренос) – дял от 6,64%. Незначителен дял от 0,34% имат приходите, събирани за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото. В обхвата на приходите, събирани от прилагане на входно-изходния тарифен модел, делът на отделните приходи за четирите години от регулаторния период е, както следва: приходи от цени за достъп – 69,88%; приходи от тръжни премии – 10,89%; приходи от обща компонента на цената за пренос – 9,59%; приходи от технологична компонента на цената за пренос – 8,71%; приходи покриващи разходи свързани с наложени задължения към обществото – 0,93%. Стойностите на отделните компоненти на

приходите от достъп и пренос за годините от регулаторния период са представени в таблица № 1:

Таблица № 1

Приходи от:	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024	Общо
Цени за достъп, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Тръжни премии, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Обща компонента на цената за пренос, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Технологична компонента на цената за пренос, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Приходи, покриващи разходи, свързани с наложени задължения към обществото, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Дългосрочни договори с фиксирани цени, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Общо приходи, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)

I. Регулаторен период

„Булгартрансгаз“ ЕАД предлага третият регулаторен период да бъде с продължителност пет години – от 2025 до 2029 г. Същият е обоснован от дружеството със следното: стимули за приходи от ефективност: колкото по-дълъг е периодът, толкова по-големи са стимулите; отклонение от определената норма на възвращаемост: при по-продължителен период, вероятността регулираното дружество да има по-голямо отклонение на получените приходи от утвърдените е по-голяма; административни разходи: колкото е по-дълъг периодът административните разходи са по-ниски, както за регулираното дружество, така и за регулаторния орган; регулаторен риск: по-дългият период води до по-нисък регулаторен риск, като стимулира инвестициите. Заявителят счита, че петгодишен регулаторен период би постигнал добър баланс между горепосочените фактори. В допълнение посочва, че в европейската практика регулаторните периоди са с продължителност от 3 до 5 години.

Съгласно чл. 6, ал. 3 от Методиката, регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, определен с решение на Комисията по предложение на оператора.

Видно от изложеното, предложеният от „Булгартрансгаз“ ЕАД регулаторен период с продължителност пет години е обоснован и е в съответствие с чл. 6, ал. 3 от Методиката.

Предвид горното е обосновано регулаторният период да започне на 1 октомври 2025 г. и да завърши на 30 септември 2029 г.

II. Тарифна структура

Съгласно чл. 21 от Методиката тарифната структура на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система се определя от оператора. С цел образуване на цените за достъп и пренос през газопреносната система, утвърдените НГП се разпределят по ценовите компоненти от тарифната структура. Съгласно чл. 22, ал. 1, т. 1 и 2 от Методиката, цените от тарифната структура могат да включват: цена за достъп, която се определя в левове за единица капацитет за период на предоставяне, изразена в лв./MWh/ден/период на предоставяне; цена за пренос, която се определя в левове за енергийни единици природен газ, изразена в лв./MWh.

Във връзка с чл. 21 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило следната тарифна структура:

1. Цена за достъп със следните капацитетни продукти:

- цена за достъп за годишен капацитетен продукт в лв./MWh/ден/година;
- цена за достъп за тримесечен капацитетен продукт лв./MWh/ден/тримесечие;
- цена за достъп за месечен капацитетен продукт лв./MWh/ден/месец;
- цена за достъп за дневен капацитетен продукт лв./MWh/ден;
- цена за достъп за капацитетен продукт „в рамките на деня“ в лв./MWh/ден.

2. Цена за пренос, която включва:

- технологична компонента за пренос в лв./MWh;
- компонента за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото в лв./MWh.

Операторът предлага следното разпределение на необходимите приходи към компонентите на цената за пренос:

- необходимите приходи, разпределени за технологична компонента на цената за пренос, да се покриват от всички входни и изходни точки/зони на газопреносната система, в зависимост от разпределените количества природен газ на тези точки/зони;
- необходимите приходи за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото да се покриват от всички изходни точки на изходна зона „България”, в зависимост от разпределените количества природен газ на тези точки/зони.

III. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ

На основание чл. 18, ал. 3, т. 1 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага за утвърждаване следното съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цена за достъп и от цена за пренос: 100% от необходимите приходи да се покриват от цената за достъп.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, за да възстанови своите разходи, операторът на газопреносна система може да определи тарифи на база пренесено количество природен газ (цени за пренос) или на база договорен капацитет (цени за достъп). Цената за капацитет (тарифен елемент за MWh/ден) се налага срещу правото на ползвателя да използва газопреносната система за периода на договора, сключен с оператора на газопреносна система, където правото да използва системата се определя посредством максимално дневно количество, резервирано от ползвателя за периода на договора в единици за измерване на енергия. В допълнение, на ползвателя се налагат такси за превишаване на капацитет, ако той надвиши тези резервирани стойности. Цената за пренос е наложена на база действително използване на системата или реалното потребление, изразено в единица MWh, тоест стойността за единица обем природен газ, пренесен от входна до изходна точка/зона. Цената за достъп се определя по входни и изходни точки и зони, посредством разпределение на отнесените към нея разходи (необходими приходи), чрез дефинирания в Методиката механизъм за разпределение на разходите.

Съгласно чл. 4 на Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ (Регламент (ЕС) 2017/460) приходите от предоставяните услуги от преносните оператори се получават основно от капацитетно базирани тарифи (цени за достъп). Допускат се прилагането на стоково базирани тарифи (цени за пренос), след одобрението на националния регулаторен орган, които са формирани от разходи, зависещи предимно от пренесените количества природен газ.

На основание чл. 30, ал. 1 от Методиката, необходимите годишни приходи се разделят на приходи, събирани от цена за достъп, и приходи, събирани от цена за пренос. Съгласно чл. 30, ал. 2 от Методиката, цената за пренос е еднаква за всички входни и изходни точки и ценови зони и се изчислява, като необходимите годишни приходи, разпределени към тази цена, се разделят на сумата от очакваните годишни количества природен газ на входни и на изходни точки на газопреносната система. Според чл. 30, ал. 3 от Методиката, необходимите годишни приходи, разпределени за събиране чрез цена за достъп, се разпределят по входните точки/зони и изходните точки/зони и по различни видове услуги за предоставяне на капацитет, както е описано в ал. 4 – 6 от същия член.

Предвид гореизложеното, предложеното от „Булгартрансгаз“ ЕАД съотношение на изплащане на необходимите приходи, извън тези изплащани от технологична компонента и тези изплащани от компонента за компенсиране на наложени задължения към обществото, изцяло от цена за достъп (100%) е обосновано.

IV. Съотношение за разпределение на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки/зони

На основание чл. 18, ал. 3, т. 2 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага за утвърждаване следното съотношение за разпределение на необходимите приходи, покривани от цената за достъп по входни и изходни точки/зони:

- 50% от необходимите приходи, разпределени към цена за достъп да бъдат покривани от входните точки/зони на газопреносната система;
- 50% от необходимите приходи, разпределени към цена за достъп да бъдат покривани от изходните точки/зони на газопреносната система.

Заявителят обосновава предложението си с аргумента, че в основата на определянето на цената за достъп по входни и изходни точки/зони е механизмът в Методиката за разпределение на разходите, който алокира необходимите приходи, отнесени за събиране от цена за достъп по входни и изходни точки/зони на газопреносната система. Същият се базира на матричен подход, при който тези необходими приходи се разпределят в зависимост от извършените инвестиции, топологията на преносната мрежа, техническите и резервирани капацитети. Важен параметър при това разпределение е така нареченото „входно-изходно разпределение“, което показва какъв процент от необходимите приходи, отнесени към цена за достъп ще се генерират от всички входни точки/зони на газопреносната система и какъв от всички изходни точки/зони на системата. В тази връзка, дружеството посочва, че в Регламент (ЕС) 2017/460 е определено базово разпределение, което предполага разпределението на приходи от цена за достъп от входни и от изходни точки/зони да бъде 50:50. Дружеството посочва, че изборът за уеднаквяване на приходите, получени от продажбата на входящ и изходящ капацитет цели равни условия за ползватели, вкарващи природен газ в газопреносната система и ползватели, изкарващи природен газ от нея, имайки предвид съществуването на виртуална търговска точка в системата.

Предвид гореизложеното, предложеното от заявителя съотношение на разпределение на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки/зони в размер на 50:50 е обосновано.

V. Необходими годишни приходи и базови необходими приходи за дейността по преноса за първата година от регулаторния период

На основание чл. 18, ал. 1, т. 1 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване общи НГП за преносната система за първата година от регулаторния период.

Съгласно чл. 7, ал. 1 от Методиката, НГП за всяка година от регулаторния период се изчисляват като сбор от базовите необходими годишни приходи (БНГП) за съответната година, директно прехвърляемите разходи за съответната година от регулаторния период и годишна корекция за съответната година от регулаторния период, отразяваща освобождаването на регулаторната сметка.

Предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими годишни приходи за първата година от регулаторния период са в размер на 800 657 хил. лв. и включват:

1. Базови необходими годишни приходи за първата година от регулаторния период (2025/2026) в размер на 875 946 хил. лв. За определянето на БНГП за ценови период 2025/2026 година, заявителят е изчислил производението на постигнатите БНГП за 2024 г. в размер на 849 141 хил. лв. и разликата между единица и определения коефициент за изглаждане на НГП в размер на -0,03157, получен при решаване на уравнението по чл. 7, ал. 3 от Методиката.

БНГП за следващите години от регулаторния период се изчисляват, съгласно чл. 7, ал. 2 от Методиката, като се вземат предвид: размерът на БНГП за предходната година; инфлацията за предходната година, измерена с индекса на потребителските цени, и коефициентът за изглаждане на НГП за регулаторния период.

По отношение на предложения коефициент за изглаждане на НГП за регулаторния период, аргументи за неговото изчисление съгласно чл. 7, ал. 3 от Методиката, са изложени по-долу в настоящия доклад.

Предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД средногодишна прогнозна инфлация за регулаторния период е в размер на 2,10%. Заявителят е прогнозировал размера на годишния инфлационен индекс за регулаторния период на база прогнозния средногодишен индекс на потребителските цени, изчислен към края на съответната календарна година. Инфлационните индекси са прогнозировани на нива от 2,10% за всички години на регулаторния период. Прогнозните стойности са близки до целевата инфлация за страните от Еврозоната и в съответствие с водената единна парична политика от Европейската централна банка (ЕЦБ) в размер от 2%. В документа „Стратегически преглед на паричната политика“ от 2021 г. ЕЦБ определя този размер за благоприятен и фактор за ценова стабилност, като прекомерно отклонение от него в двете посоки се счита за нежелателно. Отчетеният инфлационен индекс за календарната 2024 г. възлиза на 2,40%. Отчетената от Националния Статистически Институт (НСИ) към м. май 2025 г. стойност за средногодишния индекс на потребителските цени за предходните 12 месеца е в размер на 2,8%, като се очаква през летните месеци този индекс да намалее, доближавайки се в края на годината до прогнозираната от заявителя стойност.

Дружеството е отбелязало, че при определянето на цените за достъп и пренос за всеки ценови период, с цел изчисляване на БНГП за новия ценови период се взема отчетеният от НСИ инфлационен индекс за предходната календарна година. От тази гледна точка, представените от оператора прогнозни средногодишни инфлационни индекси служат за определяне единствено на индикативния размер на необходимите годишни приходи за всеки ценови период от регулаторния период след първия.

Съгласно § 1, т. 24 от Допълнителната разпоредба на Методиката индексът на потребителските цени (Consumer Price Index) е годишният официален индекс на инфлация, определен от Националния статистически институт (НСИ). По данни на НСИ, индексът на потребителските цени за дванадесет месечен период (месец май 2025 г. спрямо месец април 2024 г.) е 103,5%, т.е. инфлацията е 3,5%.

Предвид горното, е обосновано да се приеме предложението от заявителя прогнозен размер на инфлация от 2,10% за периода 2025 – 2029 г.

С оглед изложеното, предложените БНГП за дейността по пренос за първата година от регулаторния период са обосновани.

2. Необходими приходи, отразяващи директно прехвърляемите разходи за първата година от регулаторния период (2025/2026) са в размер на 71 780 хил. лв., от които:

- директно прехвърляеми разходи (общи) в размер на 44 954 хил. лв.;
- директно прехвърляеми разходи, формиращи технологична компонента на цената за пренос в размер на 26 147 хил. лв.;
- заявени директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки на изходна зона „България“, покриващи наложени задължения към обществото в размер на 679 хил. лв.

Заявителят е изложил следните факти и обстоятелства по отношение на прогнозираните разходи, свързани с наложени задължения към обществото: на „Булгартрансгаз“ ЕАД са наложени задължения към обществото със Заповед № РД-16-113 от 24.02.2022 г. на министъра на енергетиката. В изпълнение на чл. 5.1.16. от Плана за действие при извънредни ситуации за гарантиране сигурността на доставките на природен газ на Р България (Плана), одобрен със Заповед № Е-РД-16-742 от 23.12.2020 г. на министъра на енергетиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е задължено да предприеме всички необходими действия по закупуване, виртуално нагнетяване в периода 01.03.2022 – 31.03.2022 г. и съхранение на количества природен газ в обем от 105 500 MWh. Съгласно Заповед № РД-16-219 от 06.04.2022 г., „Булгартрансгаз“ ЕАД е задължен в периода 20 – 30 април 2022 г., включително да закупи, нагнети и да съхранява като стратегически резерв допълнителни количества природен газ в размер до 178 500 MWh в изпълнение на чл. 5.1.1.16. от Плана, одобрен със Заповед № Е-РД-16-742 от 23.12.2020 г. на министъра на енергетиката. В изпълнение на заповедта от заявителя са закупени, нагнетени в ПГХ

„Чирен“ и се съхраняват количества природен газ в обем от 100 000 MWh. Общото количество природен газ, съхранявано от „Булгартрансгаз“ ЕАД за осигуряване на сигурността на снабдяването с природен газ по двете заповеди и към настоящия момент възлиза на 205 300 MWh. Прогнозните разходи, произтичащи от изпълнението на наложените на предприятието задължения към обществото включват единствено разходи за съхранение на съответните количества природен газ в ПГХ „Чирен“, определени в съответствие с чл. 20 на Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“. Изходните параметри и резултатът от изчислението са представени в таблицата по-долу:

Таблица № 2

Параметри	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Обем активен газ, GWh	7001	7431	8185	8993	9801
Капацитет за съхранение на природен газ зает за нуждите на комбинирания оператор, GWh	179	192	204	217	228
Капацитет за съхранение за покриване на наложени задължения към обществото, GWh	205	205	205	205	205
Годишни приходи покривани от съхранението на природен газ в изпълнение на наложени задължения към обществото, хил. лв.	679,23	639,86	580,92	528,75	485,17

Разходите са прогнозирани на база утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-34 от 13.08.2020 г. необходими приходи за съхранение на природен газ и прогноза за изменение на количествата природен газ за съхранение в газохранилището за регулаторния период. Количествата природен газ, съхраняван в изпълнение на наложени на „Булгартрансгаз“ ЕАД задължения към обществото са прогнозирани в размер на 205 300 MWh за всички години на регулаторния период 2025 – 2029 г. Разходите, произтичащи от изпълнението на наложени задължения към обществото попадат в групата на директно прехвърляемите разходи и като такива се планират преди началото на всеки ценови период в процеса на определяне на тарифи, валидни за съответния ценови период.

3. Съгласно чл. 16а операторът коригира НГП със суми, получени вследствие на несъответствие между действително получените годишни приходи и утвърдените НГП от предходни ценови периоди. За целта, операторът поддържа специална регулаторна сметка, в която ежегодно се натрупват годишните разлики между действително получени приходи и ревизираните НГП. Механизмът на регулаторната сметка е в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/460 и определя неутралността на преносния оператор по отношение на утвърдените необходими приходи за регулаторния период, като изисква надвзетите/недовзетите приходи да се възстановят от/на оператора в следващия регулаторен период. Натрупаният баланс в регулаторната сметка се освобождава в края на регулаторния период и се покрива чрез корекция на определените НГП за следващия регулаторен период.

За втория регулаторен период 2020 – 2024 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД отчита разлика с изчисленията по реда на Методиката НГП в размер на надвзет приход от 601 213 хил. лв., в т.ч. при прогнозен надвзет приход за последната година от реализирани приходи и директно прехвърляеми разходи в размер на 58 600 хил. лв. Тази разлика е формирана основно от извънредни приходи от тръжни премии и повишено търсене на услуги по преноса през годините на периода. Предвид разпоредбата на чл. 16а от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага установената положителна разлика между действително получените приходи и ревизираните необходими приходи за втория регулаторен период да бъде освободена равномерно през всички години от третия регулаторен период: 2025 – 2029 г. При така възприетия подход годишната корекция на необходимите приходи въз основа на надвзет приход е в размер на -120 243 хил. лв. Предвид изложеното, предложените необходими годишни приходи са обосновани.

VI. База за възвръщаемост по години за регулаторния период

На основание чл. 18, ал. 1, т. 2 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване база на възвръщаемост по години за регулаторния период, както следва: за 2025 г. – 6 251 262 хил. лв.; за 2026 г. – 6 695 306 хил. лв.; за 2027 г. – 6 842 018 хил. лв.; за 2028 г. – 6 950 107 хил. лв. и за 2029 г. – 6 883 895 хил. лв.

Съгласно разпоредбата на чл. 13 от Методиката, базата на възвръщаемост е базата, върху която операторът получава възвръщаемост от вложения капитал. Базата на възвръщаемост за образуване на необходимите приходи за всяка година от регулаторния период включва активите, които са придобити възмездно от оператора, обслужват дейността по пренос на природен газ по газопреносната система и се определя на база одобрен от Комисията бизнес план на оператора.

Включените при определяне на необходимите приходи активи са в съответствие с представения в КЕВР със заявление с вх. № Е-15-45-22 от 06.06.2025 г. бизнес план на дружеството за периода 2025 – 2029 г. В състава на активите, обслужващи дейностите пренос на природен газ по газопреносната система е включен и дял от активи, използвани в общи дейности, обслужващи трите издадени лицензи (пренос на природен газ и съхранение на природен газ). Тези активи са разпределени на база дела на съответните активи в активите, обслужващи трите лицензионни дейности към края на 2024 г.

Включените активи са разделени на: преносни газопроводи – линейна част; съоръжения; компресорно оборудване; кабелни мрежи; компютърна и комуникационна техника; сгради и конструкции; земи; амортизируем буферен газ в преносната система; неамортизируем буферен газ в преносната система; дълготрайни нематериални активи (ДНА) и други дълготрайни материални активи (ДМА). Стойностите, формиращи базата за възвръщаемост по години от регулаторния период са представени в следващата таблица:

Таблица № 3

№	Активи	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1.	Призната стойност на дълготрайните/нетекущи активи (ДА), хил. лв., в т.ч.:	6 430 277	6 866 110	7 004 616	7 104 501	7 030 099
1.1.	Балансова стойност на ДМА/нетекущи активи, свързани с дейността, хил. лв.	6 418 040	6 850 009	6 992 061	7 095 454	7 024 634
1.2.	Балансова стойност на ДНА/нетекущи активи, свързани с дейността, хил. лв.	12 238	16 101	12 555	9047	5465
2.	Балансова стойност на ДА, придобити за сметка на финансираня, изградени със средства на потребителите или придобити чрез безвъзмездно прехвърляне, хил. лв.	198 777	190 435	182 097	173 761	165 429
3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	19 763	19 631	19 499	19 368	19 225
4.	Регулаторна база на активите, хил. лв.	6 251 262	6 695 306	6 842 018	6 950 107	6 883 895
5.	Норма на възвръщаемост, %	7,70%	7,70%	7,70%	7,70%	7,70%
6.	Възвръщаемост, хил. лв.	481 347	515 539	526 835	535 158	530 060

Съгласно изискванията на чл. 13, ал. 2 от Методиката, при определяне на базата за възвръщаемост, от балансовата стойност на активите, обслужващи дейността по пренос е извадена балансовата стойност на групата активи, придобити за сметка на финансиране, включително и придобити за сметка на такса присъединяване, по грантови схеми, дарения, помощи и др. В активите не са включени активи по чл. 13, ал. 3 от Методиката – активи, които не са свързани с дейността по пренос на природен газ (в т.ч. почивни станции и други социални обекти) и/или отдадени под наем, изведени от експлоатация; активи, които имат остатъчна стойност и предстои да бъдат изведени от експлоатация през първата година на регулаторния период и активи под формата на незавършено строителство. В активите, формиращи базата за възвръщаемост за дейността пренос на природен газ по газопреносната система не са включени и активи, пряко обслужващи дейността по балансиране на пазара на природен газ.

Инвестиционна компонента за образуване на необходимите приходи за съответната година от регулаторния период се определя като сума на прогнозните инвестиции за съответната година от регулаторния период, необходими за дейността по преноса на природен газ и в съответствие с предложения за одобряване бизнес план на оператора.

Заявителят е представил технико-икономическа обосновка относно инвестициите, които ще бъдат извършени през регулаторния период по години, по направления и групи обекти. Дружеството уточнява, че предвидените инвестиции за периода 2025 – 2029 г. са залегнали в бизнес плана. В предложението за утвърждаване на необходими приходи са посочени прогнозните инвестиции, обслужващи дейността по пренос на природен газ по газопреносната система, съгласно издадените на „Булгартрансгаз“ ЕАД лицензи. Според оператора основните цели на предвидените инвестиции са да гарантират условия за устойчиво развитие на пазара на природен газ, сигурността и надеждността на газопреносната система, както и интеграцията към европейския единен газов пазар. Инвестициите са разделени по следните направления: разширение на газовата инфраструктура за пренос на природен газ; реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА от газопреносната система, заедно със спомагателните мрежи към тях за повишаване и гарантиране на техническата сигурност и безопасност на транспортирането на природен газ и за опазване на околната среда; текуща поддръжка на съществуващите ДМА за гарантиране ефективната им и безаварийна експлоатация. В изпълнение на основните инвестиционни проекти за периода 2025 – 2029 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е разработило средносрочна инвестиционна програма за петгодишен период и годишни програми с два основни вида дейности:

1. *Инвестиционни проекти* – мероприятия за разширение, реконструкция, модернизация и основни ремонти, групирани в три основни направления: изграждане на нови обекти; реконструкция, модернизация и рехабилитация; доставка на машини и оборудване.

2. *Експлоатационна поддръжка* – ремонти с инвестиционен характер, обезпечавачи функционирането, поддържането и повишаването на надеждността на газовата инфраструктура и доставка на материали и консумативи.

Инвестиционната програма се съставя въз основа на постъпили заявки от експлоатационните райони на дружеството. Основните инвестиционни проекти са групирани в следните направления:

- *разширение на газовата инфраструктура за пренос и транзитен пренос*: преносен газопровод от Пиперево до Перник; лупинг от Рупча до Ветрино; лупинг от Кулата до Кресна; станции за почистване на газопроводни отклонения: Разград, Пловдив, Севлиево; станции за почистване на газопроводни отклонения – пускови и приемни камери за газопроводни отклонения – Плевен, Пазарджик, Шумен, Нови пазар и Исперих; изграждане на реверсивна обвръзка при Компресорна станция (КС) „Провадия“; проект за довеждаща газопреносна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в Източномаришкия регион; ретрофитинг на съществуващата газопреносна инфраструктура за работа с до 10% водород; повишаване на техническия капацитет за пренос на природен газ в посока от Гърция към България в точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро – II етап; преносен газопровод с Автоматична газорегулаторна станция (АГРС) до Банско и Разлог; нова информационна система за събиране, архив и визуализация на технологична информация от газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

- *реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА от газопреносната система заедно със спомагателните мрежи към тях за повишаване и гарантиране на техническата сигурност и безопасност на транспортиране на природен газ и за опазване на околната среда*: ремонт на Транзитен газопровод (ТГ) Ду1000 за Р Гърция и Р Северна Македония в участък между Линейни кранове (ЛК) „Яворово“ и ЛК „Горно Белево“; ремонт чрез подмяна на участък от ТГ Ду1000 за Р Гърция и Р Северна Македония от кран „Б“ при КС „Ихтиман“ до с. Венковец; обвръзка за работа в реверсивен режим при КС „Ихтиман“ и КС „Провадия“; изместване на участъци от ТГ1 и Магистрален газопровод (МГ) за повишаване класа на газопроводите и изграждане на нов кранов възел Ду1200; Реконструкция на очистни съоръжения на ТГ2 Ду1200 – Очистни съоръжения (ОС) „Одринци“ и ОС „Лозенец“;

подмяна на ОС „Вълчи дол-юг“ (пускова камера и обвръзка); подмяна участък ЛК „Горни Богров“ – ОС „Нови Искър“; подмяна участък ЛК „Калугерово“ – ЛК „Врачеш“; подмяна на участък Ду700 от Станция за очистване на газопровода (СОГ) „Лом – Черковна“ до с. Полски Сеновец; КС „Кардам“ – реверсиране и разширение на капацитета на системата за управление; подмяна на участък от газопрееносната мрежа от ЛК-4 до стар ГРС на Вр-2; КС „Лозенец“ – покрит склад за тръби.

- *текуща поддръжка на съществуващите ДМА за гарантиране ефективната им и безаварийна експлоатация*: вътрешнотръбни инспекции на газопроводи от газопрееносната мрежа; преизпитания на участъци/отклонения/съоръжения; следгаранционна поддръжка на газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА); абонаментно поддържане на системите за измерване на количеството и качеството на природния газ на Газоизмервателна станция (ГИС) Странджа; преизолиране и ремонт на участъци от газопрееносната мрежа; закупуване на квоти за емисии на парникови газове с цел обезпечаване на нормалната работа на ГТКА; поддръжка на газопроводи и съоръжения към тях, на сграден фонд, възстановяване планировката (земното покритие) върху газопроводи и др.; планирани ремонти и профилактика на технологични съоръжения и инсталации от линейна част на преносните газопроводи, съгласно програмите за ремонти след инспекции с интелигентни бутала, компресорни станции, ГРС, АГРС, ГИС; мониторинг на рискови зони (свлачищни, ерозионни, преходи реки, активни разломи и др.) по газопроводните трасета – временни мерки за намаляване на възникващ риск; мониторинг и поддръжка на сервитути по трасето на преносните газопроводи; абонаментно обслужване на електропроводи, пожароизвестителни и пожарогасителни системи, информационни и комуникационни системи.

Обемът на предвидените инвестиции по видове активи е посочен в следващата таблица:

Таблица № 4

Видове активи	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инвестиции общо, хил. лв.:	392 187	723 183	447 842	425 031	258 729
Преносни газопроводи – линейна част, хил. лв.	353 898	607 331	349 323	398 389	232 834
Съоръжения, хил. лв.	5651	81 709	66 115	3700	3262
Компресорно оборудване, хил. лв.	8105	9318	16 425	13 990	13 304
Комуникационни мрежи, хил. лв.	320	300	4291	92	87
Компютърна техника, офис оборудване, хил. лв.	3317	2281	2027	1992	2123
Сгради и конструкции, хил. лв.	1516	8929	3996	1060	1007
ДНМА, хил. лв.	9903	7031	134	195	146
Други ДМА, хил. лв.	9477	6284	5531	5613	5966

Съгласно чл. 13, ал. 2 от Методиката, амортизационната компонента за образуване на необходимия приход за съответната година от регулаторния период е определена като сума от прогнозната годишна амортизация на съществуващите активи и на новите инвестиции, планирани за съответната година от регулаторния период, необходими за дейността по преноса на природен газ и в съответствие представения за одобрение от Комисията бизнес план за периода 2025 – 2029 г.

В съответствие с чл. 13, ал. 2 от Методиката, в базата за възвръщаемост е включен и оборотен капитал, формиран като 1/8 от размера на годишните експлоатационни парични разходи за дейността по пренос за съответната година от регулаторния период.

Предложената за утвърждаване база за възвръщаемост, по години от регулаторния период, е изчислена съгласно посочената формула в чл. 13, ал. 2 от Методиката, като стойностите на формиращите я елементи са доказани от дружеството и са в съответствие с представения за одобрение от Комисията бизнес план за периода 2025 – 2029 г.

В съответствие с чл. 16а, ал. 5 от Методиката, е извършен преглед относно изпълнението на инвестициите на дружеството в края на регулаторния период. Изпълнението на инвестиционна програма на дружеството за периода 2020 – 2024 г. е 126,06%.

VII. Норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период

На основание чл. 18, ал. 1, т. 3 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване за регулаторния период среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,70% преди данъчно облагане, изчислена при дял 52,82% на собствения капитал с норма на възвръщаемост 9,42% и дял на привлечения капитал 47,18% с норма на възвръщаемост 4,60%.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от Методиката, нормата на възвръщаемост на капитала е равна на среднопретеглената цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е нормата на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране. Нормата на възвръщаемост на капитала се определя като реална норма преди данъчно облагане по формулата в чл. 14, ал. 2 от Методиката и се изчислява за целия капитал на дружеството. За оценка на цената на собствения капитал, заявителят е използвал „Модел за оценка на капиталови активи“ (МОКА). За изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал „Булгартрансгаз“ ЕАД е използвало безлостов коефициент β (power) за страните от Европа в размер на 0,47 за 2025 г. по данни, публикувани на официалната интернет страница на Aswath Damodaran – Stern School of Business. За периода 2025 – 2029 г. дружеството предвижда да оперира с привлечен капитал както по вече сключени договори за заем, така и чрез нови банкови заеми с матуритет от 15 години и гратисен период по отношение на плащанията по главницата от 6 месеца. Годишният лихвен процент по заемите е прогнозиран в размер от 4,75%, а предложеният от заявителя среднопретеглен годишен лихвен процент за периода 2025 – 2029 г. е 4,60%. Предвид капиталовата структура на дружеството, при преобразуването на безлостовия коефициент в лостов, същият се изчислява в размер на 0,85. Общата пазарна рискова премия за Република България е 6,46%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (4,33%) и премията за специфичния за държавата риск (2,13%) по данни от месец януари 2025 г. от посочената по-горе интернет страница.

За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е взет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Република България. Премията е изчислена по данни на Българската народна банка в размер на 3,9294%, като среднопретеглен ДЛП за периода 01.06.2024 – 31.05.2025 г. Съгласно Закона за корпоративно подоходно облагане, действащата в момента данъчна ставка е 10%.

Предвид гореизложеното, предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД норма на възвръщаемост на капитала е изчислена съгласно чл. 14, ал. 2 и 3 от Методиката и е обоснована.

VIII. Разходи

Съгласно чл. 8 от Методиката, прогнозните разходи, необходими за дейността по пренос през газопреносна система са икономически обоснованите разходи, определени на база одобрения от Комисията бизнес план на оператора.

На основание чл. 18, ал. 1, т. 4 от Методиката, Комисията с решение утвърждава на оператора прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката, за първата година от регулаторния период, като преценява тяхната икономическа обоснованост.

Според разработената от „Булгартрансгаз“ ЕАД структура на разходите, съответните групи разходи са класифицирани както по функционален характер, така и във връзка с определянето на конкретни елементи на необходимите приходи, формиращи избраната тарифна структура, съгласно изискванията на Методиката.

В разходите за дейностите е включен дял от разходите, извършвани от комбинирания оператор по общите дейности, обслужващи както издадените лицензии за пренос, така и дейността по лицензията за съхранение на природен газ (дейностите по управление и спомагателна дейност). В разходите за дейността не са включени разходи за

извършване на балансиране на пазара на природен газ, които се отразяват отделно в съответствие с Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс и такса за неутралност при балансиране. В състава на разходите за дейностите по пренос на природен газ не са включени: разходи за данък върху печалбата; разходи за бъдещи периоди; разходи за загуби от обезценки; текущи разходи за начислени провизии по смисъла на чл. 38 от Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО); текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси; разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи; разходи за лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори; съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания; разходи за дарения и изплатени неизползвани отпуски от предходен период; разходи по чл. 204 от ЗКПО, както и разходи за начислен данък върху тях по чл. 216 от ЗКПО.

Разходите за дейността пренос на природен газ са класифицирани като *оперативни* и *разходи за амортизации* от една страна, както и като *контролируеми експлоатационни разходи* и *директно прехвърляеми разходи*, от друга.

Оперативните разходи за регулаторния период 2025 – 2029 г. са прогнозирани при цени към момента на изготвяне на предложението за необходими приходи, въз основа на отчетените разходи по групи за базовата година (2024 г.) и прогнозното изменение на параметрите, характеризиращи разширяването на дейността по пренос на природен газ за регулаторния период.

Параметрите, въз основа на които са формирани прогнозните стойности на оперативните разходи, са: отчетна и балансова стойност на ДМА и ДНА, обслужващи дейностите по преноса на природен газ; предвиден обем на инвестициите; прогнозни пренесени количества природен газ; персонал, зает в управлението и експлоатацията на газопреносната система и индикатор на разрастването на обема на дейността по пренос на природен газ, изразен чрез относителното изменение на три основни фактора (отчетна стойност на ДА, обслужващи дейността, пренесени количества природен газ и численост на персонала, зает в дейността), даващи отражение върху прогнозната стойност на разходите. Процентното влияние на всеки от тези фактори, при определянето на абсолютната стойност на индикатора на разрастването на дейността е, както следва: численост на персонала (бр.) – 10%; пренесени количества природен газ (ТW/год.) – 50%; отчетна стойност на ДМА (в 10 млн. лв.) – 40%.

Оперативните разходи са прогнозирани на база на съответните параметри поотделно за дейностите по пренос на природен газ по двете лицензии за пренос, при използване на коефициенти на зависимост на конкретната група разходи от избрания параметър. Избраните коефициенти на зависимост са в пряка корелация с отчетените такива за базовата година.

Стойностите на изчислените прогнозни параметри за базовата година и петте години от регулаторния период са представени в следващата таблица:

Таблица № 5

Параметър	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Численост на персонала, бр.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Отчетна стойност на ДА, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Обем на инвестициите, хил. лв.	312 963	392 187	723 183	447 842	425 031	258 729
Пренесени количества природен газ, GWh/год.	206 071	221 839	234 842	244 173	253 396	261 400
Индикатор на разрастването на обема на дейността	442	469	507	532	556	573

Съгласно чл. 10, ал. 1 от Методиката, експлоатационните разходи се разделят на две основни групи: *условно-постоянни експлоатационни разходи* и *променливи експлоатационни разходи*, в зависимост от връзката им с пренесените количества природен газ. От друга страна, разходите за дейността по пренос на природен газ са разделени на *контролируеми експлоатационни разходи* и *директно прехвърляеми разходи*.

1. Контролируемите експлоатационни разходи са свързани с дейността, като върху тях преносният оператор може да упражнява контрол. При образуване на цените за достъп на природен газ по газопреносната система те влизат в състава на необходимите приходи, редуцирани с коефициент за повишаване на ефективността.

1.1. Условно-постоянни контролируеми експлоатационни разходи:

1.1.1. Разходи за материали – размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г. и включват:

- *горива за автотранспорт*, прогнозирани в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“, като коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 2,14;

- *разходи за работно облекло*, прогнозните им стойности са определени съобразно планираното осигуряване на персонала с подходящо работно облекло, в т.ч. и за безопасност на условията на труд. Прогнозирани в зависимост от параметъра „брой на персонала, зает в дейността“, в размер на 470 лв./година за всеки зает в дейността по „пренос на природен газ“;

- *канцеларски материали*, прогнозирани като е отчетено разрастването на дейността по пренос на природен газ, в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“ Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,18;

- *материали за текущо поддържане*, представляват материалите за ремонти и текущо поддържане на газопреносната система. Прогнозирани са в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“, като коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 4,36.

1.1.2. Разходи за външни услуги – размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г. и включват:

- *застраховки*, прогнозирани в две групи: първата група включва гражданка отговорност, каско, причинени вреди на трети лица, професионална отговорност и злополука, планирани на база прогнозното изменение на отчетната стойност на ДМА, обслужващи дейностите по пренос. Втората група включва застраховка на количества природния газ в преносната система, като застрахователната премия е прогнозирана при отчитане на актуалната цена на природния газ към момента на изготвяне на бизнес плана на дружеството и тарифната ставка за 2025 г.;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, прогнозирани в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,56;

- *абонаментно поддържане*, включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи и съоръженията по преносната система. Прогнозирани са на база на параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“, като коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 6,34;

- *въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи по сключени договори за въоръжена и противопожарна охрана на газопроводите и съоръженията по газопреносната система. Прогнозирани са в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 8,4;

- *наеми*, прогнозирани във връзка с инвестиционната програма за регулаторния период и в зависимост от предвидения обем на инвестициите по години от регулаторния период. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,016;

- *проверка на уреди*, включват разходи за метрологична проверка на измервателни уреди, обслужващи дейността. Определени са в зависимост от прогнозния брой измервателни средства, предвидени за годишна метрологична проверка, в зависимост от изготвен план за метрологична проверка на съществуващите средства за търговско измерване и единичните договорени цени за извършване на такива проверки в сертифицирани лаборатории. Дружеството е предоставило справка за средствата за

измерване, които подлежат на проверка през регулаторния период;

- *експертни и одиторски разходи*, включват разходи за експертни анализи, оценки, одиторска дейност, разходи за участие в експертни организации и разходи по граждански договори. Прогнозирани са в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 2,9;

- *разходи за вода, отопление и ел. енергия*, прогнозирани в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 5,84.

1.1.3. Разходи за ремонт – включват разходи за текущи ремонти по газопреносната система, неформиращи стойност на ДМА. Прогнозирани са на база ремонтната програма на дружеството, като са отделени от разходите за ремонт, формиращи стойност на ДМА. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,002. Размерът на разходите нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

1.1.4. Разходи за вътрешнотръбни инспекции – включват разходи за провеждане на периодични вътрешнотръбни инспекции. Прогнозирани са на база плана за извършване на такива инспекции, част от ремонтната програма на дружеството. Размерът на разходите за 2025 г. е (...) хил. лв., а за 2029 г. е (...) хил. лв.

1.1.5. Разходи за заплати – включват разходите за заплати на пряко заетия персонал в дейностите по преноса на природен газ и дял от разходите за заплати на общия персонал, обслужващ лицензионните дейности, извършвани от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Прогнозните стойности са определени въз основа на средната работна заплата за предприятието за 2024 г. съгласно сключен на 30.12.2024 г. Колективен трудов договор (КТД) и прогнозния брой на персонала за периода 2025 – 2029 г. Размерът на разходите нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

1.1.6. Разходи за социално осигуряване, които включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗДДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др. Прогнозните стойности са определени въз основа на средните разходи за социално осигуряване на заето лице, определени от средната работна заплата за предприятието за 2024 г. съгласно сключения КТД и прогнозния персонал за периода до 2029 г. Размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

1.1.7. Социални разходи, които включват допълнителни надбавки към заплатата на персонала, съгласно сключения КТД. Прогнозните стойности са определени въз основа на средните социални разходи на заето лице за 2024 г. и прогнозния брой на персонала за периода 2025 – 2029 г. Размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

1.1.8. Други разходи, които нарастват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г. и включват:

- *разходи за охрана на труда*, включват разходи за трудова медицина и организирани дейности по охрана на труда. Планирани във връзка с прогнозния брой на персонала, зает в дейностите по пренос на природен газ, като възлизат на (...) лв. на година на всеки зает;

- *разходи за служебни карти и осигурен транспорт*, включват разходи за осигурен транспорт на персонала до обектите на месторабота. Прогнозирани на база отчетни стойности и прогнозния размер на персонала, зает в дейността по пренос на природен газ, като възлизат на 680 лв. на година на всеки зает;

- *разходи за маркетинг и реклама*, включват разходи за печат и разпространение на рекламни материали и извършване на маркетингови проучвания, планирани въз основа на отчетни данни и параметъра „прогнозни количества пренесен природен газ“. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,44 на 1 TWh пренесени количества природен газ;

- *разходи за командировки*, прогнозиран на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентът на влияние на параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“ върху стойността на разхода е 1,26;

- *разходи за обучение на персонала*, прогнозиран на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентът на влияние на параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“ върху стойността на разхода е 0,51.

1.2. Променливи експлоатационни разходи – пряко зависят от пренесените количества природен газ и включват разходи, свързани с технологията на преноса, като дружеството не планира такъв вид разходи през втория регулаторен период.

2. Разходи за амортизации

Съгласно чл. 12, ал. 1 от Методиката, разходите за амортизация за образуване на необходимите годишни приходи за всяка година от регулаторния период включват прогнозния размер на годишната амортизация на съществуващите и новите активи, придобити през съответната година, обслужващи дейността по преноса на природен газ и определени на база на одобрения от Комисията бизнес план на оператора.

Разходите за амортизации са определени на база линеен метод на амортизация, съгласно т. 62 от МСС 16 „Имоти, машини и съоръжения“, както и според амортизационния срок на видовете активи, определен в приложение № 1 към Методиката.

Размерът на разходите нараства от 266 550 хил. лв. през 2025 г. на 333 131 хил. лв. през 2029 г.

3. Директно прехвърляеми разходи представляват разходи или приходи, възникващи в процеса на извършване на дейността, върху които операторът не може пряко да влияе и същите директно се прехвърлят към дейността по пренос на природен газ.

Съгласно чл. 17 от Методиката, директно прехвърляемите разходи за съответната година от регулаторния период се определят всяка година и включват следните елементи:

- *разходи за акциз върху горивния газ*, включващи платимия акциз за използвания горивен газ за компресорните станции, работещи на природен газ по преносната система и разходи за акциз на газа, предназначен за отопление, свързан с различни технологични процеси по пренос на природен газ (основно подгръване на газ в АГРС). Разходите са определени на база на прогнозните количества необходим горивен газ и газ за технологични нужди и действащите ставки на акциз за моторно гориво и акциз за отопление, съгласно митническото законодателство към момента на изготвяне на бизнес плана. Необходимите количества горивен газ за работа на компресорните станции са прогнозиран на база на отчетените стойности за базовата година и производствената програма за обемите пренесени количества природен газ. Тези разходи са прогнозиран в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *разходи за закупуване на квоти за емисии на парникови газове*, произтичащи от задължение на предприятието по Директива 2003/87/ЕО на Европейския Парламент и на Съвета от 13 октомври 2003 година за установяване на схема за търговия с квоти за емисии на парникови газове в рамките на Общността и произтичащото от нея национално законодателство. С Директивата се въвежда система за търговия с емисии за страните членки на Европейския съюз като общностното и национално законодателство задължава „Булгартрансгаз“ ЕАД да закупува разликата между произведените емисии парникови газове при работа на компресорните станции по газопреносната система и определената му квота емисии. Тези разходи са прогнозиран в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *лицензионни такси*, включващи разходи за лицензионни такси по двете лицензии за пренос, на които е титуляр „Булгартрансгаз“ ЕАД. Разходите са в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката. За всяка година от регулаторния период са

прогнозиран в размер на 2000 лв. плюс 0,055% от прогнозните приходи за предходната година. Тези разходи са прогнозиран в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *местни данъци и такси*, прогнозиран в основата на отчетни данни и нарастването на отчетната стойност на активите, заети в извършването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентът на влияние на параметъра „отчетна стойност на активите“ върху стойността на разхода е 0,17. Тези разходи са прогнозиран в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *разходи за участие в ЕМОПС* – за заплащане на годишна такса за участието в ЕМОПС, прогнозиран с постоянен за целия период размер от (...) хил. лв.;

- *разходи за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ*, които включват разходи за съхранение в ПГХ „Чирен“ на технологичен газ за нуждите на преноса, извън количествата за съхранение на природен газ за нуждите на балансирането. Тези разходи са прогнозиран в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *други приходи при извършване на лицензионните дейности* – в състава на директно прехвърляемите разходи са включени с отрицателен знак „други приходи при извършване на лицензионните дейности“, представляващи прогнозни приходи, възникващи при извършване на лицензионните дейности, извън приходите от дейността по пренос на природен газ (приходи от цена за достъп, приходи от цена за пренос и приходи от цена за присъединяване). С цел постигане на съответствие с чл. 7, ал. 4 на Методиката, съответните прогнозни приходи са извадени от директно прехвърляемите разходи по години от регулаторния период.

Директно прехвърляемите разходи (обща) за първата година от регулаторния период – 2025 г. са в размер на 44 954 хил. лв.

В състава на директно прехвърляемите разходи се включват и разходи, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото, включително свързани със сигурността на доставките и изпълнение на задълженията на оператора, произтичащи от Плана, и включват поддържането на наличност в ПГХ „Чирен“ на 205 300 MWh природен газ собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. По силата на чл. 35 от Закона за енергетиката (ЗЕ), енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. Съгласно т. 5.1.1.18. от Плана, разходите на „Булгартрансгаз“ ЕАД по т. 5.1.1.16. се възстановяват чрез цените за достъп и пренос на природен газ по газопреносните мрежи по реда на чл. 35 от ЗЕ.

Разходите, свързани със съхранението на количествата природен газ за покриване на наложени задължения към обществото, е определен на база необходимите приходи за дейността „съхранение на природен газ“ покривани от съхранение на природен газ необходим за изпълнение на наложените задължения към обществото (поддържане на запас от 205 300 MWh природен газ в газохранилището).

Директно прехвърляемите разходи, формиращи компонентата на цената за пренос до национални изходни точки/зони, покриваща наложени задължения към обществото, за първата година от регулаторния период са в размер на (...) хил. лв. В тази връзка следва да се има предвид разпоредбата на чл. 25, ал. 3 от Методиката, съгласно която цената за пренос може да включва разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, които се посочват като отделна компонента в цената.

Разходите за технологични нужди по преноса на природен газ, включително и разходите за осигуряване на горивен газ и електрическа енергия за работата на компресорните станции са в отделна група, с цел формиране на технологична компонента в прилаганите цени за пренос:

- *разходи за технологични нужди по преноса*, които представляват остойностени разлики между измерени входящи и изходящи количества природен газ (дебаланс), както

и количества за технологични нужди (изпускания на газ при ремонти и аварии и други). Разликите между измерените входящи и изходящи количества природен газ са прогнозираны в зависимост от отчетените такива за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ по години от регулаторния период при понижаващ се процент на дисбаланса между вход и изход. В размера им не са включени прогнозни технологични разходи, получени в натура по сключени дългосрочни договори за пренос на природен газ.

- *разходи на газ за топлинни процеси при преноса на природен газ* – за подгриване на газа, с цел елиминиране ефекта на Джаул-Томсън, възникващ при значителни технологични понижавания на налягането на природния газ. Разходите са прогнозираны на база отчетените за базовата година и увеличението на прогнозните пренесени количества природен газ;

- *разходи за горивен газ за компресорните станции, обслужващи преноса на природен газ* – представляват разходи за природен газ, използван за работата на компресорните станции. Прогнозираны на база отчетените разходи за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ, като не включват прогнозни разходи за горивен газ в натура, получен по сключени дългосрочни договори за пренос на природен газ.

В следващата таблица са представени изходните данни и конкретните изчисления:

Таблица № 6

Видове технологични разходи на природен газ	2024 г. базова	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Пренесени количества природен газ, извън дългосрочни договори с фиксирани цени, GWh	72 892	84 925	96 512	104 475	112 380	119 122
Процент дисбаланс между вход и изход, %	0,29%	0,286%	0,270%	0,255%	0,241%	0,226%
Газ за покриване на дисбаланса между вход и изход, MWh	212 302	242 588	260 293	266 621	270 500	269 455
Газ за топлинни технологични процеси, MWh	19 263	21 266	23 920	26 442	28 805	30 321
Горивен газ за работа на компресорните станции, MWh	126 618	133 136	142 737	159 792	182 987	206 823
Природен газ за технологични нужди, MWh	358 183	396 990	426 951	452 855	482 292	506 599
Цена на газа за технологични нужди, лв./MWh	64,24	64,40	64,40	64,40	64,40	64,40
Технологични разходи на природен газ, хил. лв.	23 010	25 566	27 496	29 164	31 060	32 625

- *разходи за електрическа енергия за работа на компресорните станции по националната газопреносна мрежа*, представляващи разходи за ел. енергия, използвана за работата на електрически задвижваните КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец”. Прогнозираны в зависимост от данните за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ до изходни точки на националната газопреносна мрежа, като 0,011 лв. на MWh пренесен природен газ по националната газопреносна мрежа.

Общо технологичните разходи за първата година от регулаторния период са в размер на 25 897 хил. лв.

Необходимите приходи, формиращи технологичната компонента на цената за пренос, за първата година от регулаторния период са в размер на 26 147 хил. лв.

Предвид гореизложеното, изчисленияте и предложени от „Булгартрансгаз“ ЕАД прогнозни разходи, за първата година от регулаторния период са икономически обосновани и в съответствие с представения за одобрение бизнес план за периода 2025 – 2029 г.

IX. Коефициент за подобряване на ефективността

Съгласно чл. 18, ал. 1, т. 5 от Методиката, по предложение на оператора Комисията утвърждава коефициент за подобряване на ефективността, който се прилага по отношение на прогнозните експлоатационни разходи.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че поради липсата на база за сравнение между достатъчен на брой оператори на преносни системи в България и, използвайки само национални данни, не може да бъде направен сравнителен анализ, въз основа на който да бъде изчислен коефициент за подобряване на ефективността. Такъв анализ може да бъде направен, ако бъдат използвани международни компании. Сравняването на оператора с

международните компании изисква надеждни данни, регионално сътрудничество на включените заинтересовани страни и избор на подходящи критерии. Коефициентът за подобряване на ефективността може да бъде определен и като приблизително отразяващ повишаването на продуктивността на сектор „Природен газ“ в страната, като за целта следва да бъдат взети данни от извършен анализ за повишаването на ефективността на сектора. Според оператора, понастоящем тези условия не са изпълними. В тази връзка предложението на заявителя е за третия регулаторен период да бъде използван същият критерия за определяне на коефициента, както за втория регулаторен период, а именно: той да е равен на половината от прогнозната годишна инфлация за периода, или 1,05%.

Предвид гореизложеното и невъзможността да бъде направен посочения сравнителен анализ, приемането на предложения от „Булгартрансгаз“ ЕАД коефициент на подобряване на ефективността който да бъде прилаган по отношение на прогнозните експлоатационни разходи, е целесъобразно.

Х. Коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи

Съгласно чл. 18, ал. 1, т. 6 от Методиката, за регулаторния период 2025 – 2029 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване от Комисията коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи, в размер на -0,03157.

Коефициентът на изглаждане „Х“ е въведен с цел избягване на поява на големи отклонения на годишните необходими приходи по години от регулаторния период, както и в сравнение с годината, предшестваща нов регулаторен период, вследствие на неравномерност в стойностите на ценообразуващите елементи по години. Чрез прилагането на коефициента се постига равномерно изменение с възходяща или низходяща тенденция на базовите НПП за регулаторния период, започваща от изчислени необходими приходи за базовата година, като едновременно се гарантира събираемостта на определените по години елементи на необходимите годишни приходи.

При изчисляването на коефициента се решава уравнение от чл. 7, ал. 3 от Методиката чрез търсене на такова значение на „Х“, което удовлетворява условието сумата от дисконтираните изчислени суми от експлоатационни контролируеми разходи, амортизации и възвръщаемост на активите за годините на регулаторния период да е равна на сумата от дисконтираните изгладени годишни необходими приходи.

Предложеният за регулаторния период 2025 – 2029 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД коефициент за изглаждане на необходими приходи в размер на -0,03157 е изчислен в съответствие с регламентирания начин.

XI. Защитена по закон информация, съдържаща се в подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД заявление, която не следва да бъде разгласявана:

С писмо с вх. № Е-15-45-23 от 02.09.2025 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е посочило, че заявление с вх. № Е-15-45-23 от 06.06.2025 г. и приложенията към него съдържат защитена по закон информация, а именно: данните от представените копия на договори и уведомления за възлагане, представляващи факти и информация, свързани със стопанска дейност, чиято конфиденциалност е в интерес на дружеството; информацията за конкретните стойности на отчетните и прогнозни оперативни разходи, без обобщаващата информация за сумарните стойности на класове разходи, както и данните в прогнозните финансови отчети, която има финансово-икономически характер, касаещ само и единствено дейността и оперативните процеси на дружеството, и търговски отношения с трети страни, за които „Булгартрансгаз“ ЕАД има интерес да бъдат конфиденциални. Според дружеството, посочената информация е свързана с изпълнение на вътрешни за дружеството, икономически и правни процеси по начин, който е уникален за него и има конфиденциален характер, състоящ се в процеси, пряко свързани с дейността му и с управлението на корпоративната структура. Разкриването на така посочената информация би увредило интереса на „Булгартрансгаз“ ЕАД, защото трети лица биха придобили достъп до информация, която не е публично достъпна и притежава чувствителен

търговски характер. Разпространението на финансово-икономически и технически данни от вътрешно-корпоративния живот на дружеството в последствие може да се превърне в предмет на спекулации или друг вид злоупотреба, като например неправомерни анализи и заключения, неправомерно проучване и проследяване на финансови потоци и плащания, за неговото икономическо състояние и цялостната му стопанска дейност.

Заявителят е посочил, че разкриването на посочената по-горе информация може да навреди на интересите му, защото приложената информация съдържа данни за търговските отношения с трети страни и с контрагенти на дружеството, която не е общодостъпна, притежава чувствителен търговски характер и не следва да бъде разгласявана.

Съгласно чл. 18 от ЗЕ председателят на Комисията, нейните членове и служителите на нейната администрация, са длъжни да не разгласяват информация, обявена за търговска тайна от заявителите и лицензиантите, ако нейното разгласяване би довело до нелоялна конкуренция между търговци, или до застрашаване на търговския интерес на трети лица.

С оглед изложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД аргументи, при публикуването на интернет страницата на КЕВР на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ посочената от дружеството информация следва да бъде заличена.

Изказвания по т.2.:

Пл. Младеновски каза, че голяма част от информацията, която се съдържа в доклада, вече е докладвана по предходната точка и помоли М. Димитров да бъде кратък.

Докладва М. Димитров. „Булгартрансгаз“ ЕАД е подало заявление за утвърждаване на необходими годишни приходи (НГП) за регулаторния период 2025 г. – 2029 г. Изискана е от дружеството допълнителна информация, която „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило. С писмо от 27.08.2025 г. КЕВР е изисквала от „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи коригирано заявление за утвърждаване на необходимите приходи за регулаторния период 2025 г. – 2029 г., при което при изчисляването на базовите необходими годишни приходи да не се включва индексация на разходите за амортизация, към които да не се включва инфлацията. Това води за целия период с около (...) хил. лв. по-ниски НГП спрямо първоначално заложените.

Съгласно чл. 30 от ЗЕ на регулиране от КЕВР подлежат цените за достъп и пренос на природен газ през преносни мрежи освен в случаите, когато Комисията по своя преценка одобрява методика за определяне на тези цени. Комисията е приела такава Методика, съгласно която Комисията с решение утвърждава необходимите годишни приходи и базови необходими приходи за дейността по пренос за първата година от регулаторния период; базата за възвръщаемост по години; нормата на възвръщаемост на капитала; прогнозен размер на разходите; коефициент за подобряване на ефективността; коефициент на изглаждане на базовите необходими приходи; съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос; съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки. С Решение от 2020 г. КЕВР е утвърдила на „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими годишни приходи за първата година от регулаторен период. Резултатите от прилагането на утвърдените параметри в периода 2020 – 2024 г. са представени подробно в доклада. Общо приходите за газова година 2023/2024 са (...) хил. лв.

„Булгартрансгаз“ ЕАД предлага третият регулаторен период да бъде с продължителност пет години – от 2025 до 2029 г. Това съответства на Методиката и може да се каже, че този период е обоснован.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило следната тарифна структура: Цена за достъп със следните капацитетни продукти: годишен капацитетен продукт; тримесечен капацитетен продукт; месечен капацитетен продукт; дневен капацитетен продукт; „в рамките на деня“. Предлага се и цена за пренос, която включва технологична компонента за пренос и компонента за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото. Съотношението за разпределение на необходимите приходи от цената за

достъп до входни и изходни точки е 50/50 - 50% да се събират от входните точки и 50% от изходните точки, което съответства на Регламент (ЕС) 2017/460 за определяне на тарифите за достъп и пренос по газопреносните мрежи и е обосновано.

Необходими годишни приходи и базови необходими приходи за дейността по преноса за първата година от регулаторния период. НГП за всяка година от регулаторния период се изчисляват като сбор от базовите необходими годишни приходи за съответната година, директно прехвърляемите разходи за съответната година и годишната корекция за съответната година от регулаторния период, отразяваща освобождаването на регулаторната сметка.

Предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими годишни приходи за първата година от регулаторния период са в размер на 800 657 хил. лв. и включват базови необходими годишни приходи в размер на 875 946 хил. лв. и са изчислени като произведението на (...) БНГП за 2024 г. в размер на (...) хил. лв. и разликата между единица и определения коефициент за изглаждане на НГП в размер на -0,03157. БНГП за следващите години от регулаторния период се изчисляват като се вземат предвид размерът на БНГП за предходната година и инфлацията за предходната година.

Предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД средногодишна прогнозна инфлация е в размер на 2,10%. Към НГП се отчита и дали в регулаторната сметка е натрупан по-голям приход или недовзет приход. В случая за регулаторен период 2020 – 2024 г. има натрупан приход в регулаторната сметка в размер на 601 213 хил. лв. „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага в новия период да се разпределят по -120 млн. лв. към НГП за всяка една година за периода.

Базовите НГП за дейността по пренос за първата година от регулаторния период са изчислени съгласно Методиката и са обосновани. Необходими приходи, отразяващи директно прехвърляемите разходи за първата година от регулаторния период (2025/2026), са в размер на 71 780 хил. лв., от които директно прехвърляеми разходи (общи) в размер на 44 954 хил. лв.; директно прехвърляеми разходи, формиращи технологична компонента на цената за пренос, в размер на 26 147 хил. лв.; директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки на изходна зона „България“, покриващи наложени задължения към обществото, в размер на 679 хил. лв. на година.

Общото количество, наложено на „Булгартрансгаз“ ЕАД със заповеди на министъра да съхранява газ в ПГХ „Чирен“, е 205 300 MWh

В доклада е представена подробна информация за базата на възвръщаемост по години за регулаторния период, като за 2025 г. – 6 251 262 хил. лв., а за 2029 г. – 6 883 895 хил. лв.

Базата на възвръщаемост за образуване на необходимите приходи за всяка година от регулаторния период включва активите, които са придобити възмездно от оператора, обслужват дейността по пренос на природен газ по газопреносната система. Включените при определяне на необходимите приходи активи са в съответствие с представения в КЕВР бизнес план (разгледан в предходната точка от дневния ред). Включените активи са разделени на: преносни газопроводи – линейна част; съоръжения; компресорно оборудване; кабелни мрежи; компютърна и комуникационна техника; сгради и конструкции; земи; амортизируем буферен газ в преносната система; неамортизируем буферен газ в преносната система; дълготрайни нематериални активи (ДНА) и други дълготрайни материални активи (ДМА). Стойностите, формиращи базата за възвръщаемост по години от регулаторния период, са представени в таблица.

В базата на възвръщаемост е извадена балансовата стойност на групата активи, придобити от грантови схеми, от таксите за присъединяване. Обемът на предвидените инвестиции по видове активи е посочен за всяка една година в таблица. Предвиждат се инвестиции в размер на (...) хил. лв. Амортизационната компонента за образуване на необходимия приход за съответната година от регулаторния период е определена като сума от прогнозната годишна амортизация на съществуващите активи и на новите

инвестиции, които са планирани. В съответствие с Методиката, в базата за възвръщаемост е включен и оборотен капитал, формиран като $1/8$ от размера на годишните експлоатационни парични разходи за дейността по пренос на природен газ.

Предложената за утвърждаване база за възвръщаемост, по години от регулаторния период, е изчислена съгласно Методиката и дефинираните в нея формули.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 7,70% преди данъчно облагане, изчислена при дял 52,82% на собствения капитал с норма на възвръщаемост 9,42% и дял на привлечения капитал 47,18% с норма на възвръщаемост 4,60%. От страницата на Damodaran е определен безлостов коефициент β и оттам лостов поради капиталовата структура. От 0,47 става 0,85 лостовата β . За изчисляване на нормата на възвръщаемост са взети дългосрочен лихвен процент е в размер на 3,9294% по данни на БНБ, корпоративен данък 10%.

Как са разпределени разходите е докладвано по т.1 от дневния ред. В настоящия доклад в таблици са посочени подробно стойностите на отделните разходи.

В настоящия доклад е разгледан Коефициент за подобряване на ефективността. Предлага се да е 1,05%. Това е на базата на прогнозираната инфлация, която е 2,1%, половината от стойността на инфлацията. „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че поради липсата на статистически данни от други оператори предлага за третия регулаторен период да бъде използван същият критерия за определяне на коефициента, както за втория регулаторен период, а именно: той да е равен на половината от прогнозната годишна инфлация за периода. С него се намаляват и оперативните разходи: 1 минус коефициента.

Пл. Младеновски попита с коефициента за подобряване на ефективността веднъж се намаляват оперативните разходи и след това се умножават по инфлацията.

М. Димитров отговори, че оперативните разходи се умножават по 1 минус 1,05%

Пл. Младеновски каза, че това е защото всички разходи се умножават по инфлацията.

(...)

М. Димитров каза, че коефициентът за изглаждане на базовите необходими приходи е в размер на -0,03157. С него се цели да се получи плавно изменение на НГП. Той е равен на дисконтираните НГП за петте години спрямо дисконтираните постигнати за последната година НГП.

Като защитена по закон информация, съдържаща се в подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД заявление, която не следва да бъде разгласявана, „Булгартрансгаз“ ЕАД е посочило данните от представените копия на договори и уведомления за възлагане, информацията за конкретните стойности на отчетните и прогнозни оперативни разходи, както и данните в прогнозните финансови отчети.

Според дружеството, посочената информация е свързана с изпълнение на вътрешни за дружеството, икономически и правни процеси по начин, който е уникален за него и има конфиденциален характер. Разкриването на така посочената информация би увредило интереса на „Булгартрансгаз“ ЕАД, защото трети лица биха придобили достъп до информация, която не е публично достъпна и притежава чувствителен търговски характер. Заявителят е посочил, че разкриването на посочената по-горе информация може да навреди на интересите му, защото приложената информация съдържа данни за търговските отношения с трети страни и с контрагенти на дружеството, която не е общодостъпна, притежава чувствителен търговски характер и не следва да бъде разгласявана. С оглед изложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД аргументи, при публикуването на интернет страницата на КЕВР на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от ЗЕ посочената от дружеството информация следва да бъде заличена.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 3 и чл. 30, ал. 1, т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 6, ал. 3 и чл. 18, ал. 1 и 3 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопрееносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, и чл. 43, ал. 1 и 6 от Правилника за дейността на Комисията за

енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага Комисията да вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да определи дата, час и място за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;
3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи по търговска регистрация „Булгартрансгаз“ ЕАД;
4. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация, с изключение на данни, които са достъпни в публични регистри и/или публично оповестени от заявителя, да бъде заличена при публикуването на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката

(...)

Председателят Пл. Младеновски обяви, че насрочва откритото заседание да се проведе на 17.09.2025 г. от 10.00 часа и подложи на гласуване проекта на решение с направеното допълнение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 3 и чл. 30, ал. 1, т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 6, ал. 3 и чл. 18, ал. 1 и 3 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, и чл. 43, ал. 1 и 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклад относно заявление с вх. № Е-15-45-23 от 06.06.2025 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходимите годишни приходи за регулаторния период 2025 г. – 2029 г.;
2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 17.09.2025 г. от 10:00 ч., в зала IV в сградата на КЕВР, на което да бъдат поканени лицата, представляващи по търговска регистрация „Булгартрансгаз“ ЕАД;
3. Докладът, датата и часът на провеждане на откритото заседание да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;
4. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация, с изключение на данни, които са достъпни в публични регистри и/или публично оповестени от заявителя, да бъде заличена при публикуването на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката.

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

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

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад относно заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи за периода 2025 – 2029 г.;
2. Одобрява бизнес план на „Булгартрансгаз“ ЕАД за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2025 – 2029 г.;

3. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация, с изключение на данни, които са достъпни в публични регистри и/или публично оповестени от заявителя, да бъде заличена при публикуването на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката.

По т.2. както следва:

1. Приема доклад относно заявление с вх. № Е-15-45-23 от 06.06.2025 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи за регулаторния период 2025 г. – 2029 г.;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 17.09.2025 г. от 10:00 ч., в зала IV в сградата на КЕВР, на което да бъдат поканени лицата, представляващи по търговска регистрация „Булгартрансгаз“ ЕАД;

3. Докладът, датата и часът на провеждане на откритото заседание да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

4. Посочената в мотивите на настоящия доклад защитена по закон информация, с изключение на данни, които са достъпни в публични регистри и/или публично оповестени от заявителя, да бъде заличена при публикуването на интернет страницата на Комисията за енергийно и водно регулиране на документите, попадащи в обхвата на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката.

Приложения:

1. Доклад с вх. Е-ДК-1165 от 05.09.2025 г. и Решение на КЕВР № БП-28 от 10.09.2025 г. - заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ през газопрееносните мрежи за периода 2025 – 2029 г.

2. Доклад с вх. Е-ДК-1164 от 05.09.2025 г. относно: заявление от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи за регулаторния период 2025 г. – 2029 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

X

Благой Голубарев - член на КЕВР

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

X

Пламен Младеновски - председател на КЕВР

X

Росица Тоткова - главен секретар на КЕВР

Протоколирал:

X

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