

**РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**Комисия за енергийно
и водно регулиране**РЕШЕНИЕ****№ БП-28
от 10.09.2025 г.****КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

на закрито заседание, проведено на 10.09.2025 г., 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 необходимими 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: врязване 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 дебити 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.

Таблица № 1

Изходна 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 Стралджа	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 газопреносната 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 2/Малкочлар	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 Калотина/Димитровград	вход	7703	7703	7703	7703	7703
IP Калотина/Димитровград	изход	52 743	52 743	52 743	52 743	52 743
IP Кюстендил/Жидилово	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
Исходна зона „България“	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/Гюргово	вход	70	74	77	81	85
IP Русе/Гюргово	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
Исходна 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 обвързка 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; обвързка 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 обвързка/; 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“; преизолиране 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, прогнозирани 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, прогнозирани предвид разрастването на дейността по пренос на природен газ; материали за текущо поддържане, за ремонти и текущо поддържане на газопреносната система, прогнозирани 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, прогнозирани в зависимост от разрастването на дейността; абонаментно поддържане, включващи разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи и съоръженията по преносната система и прогнозирани 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, прогнозирани на база на инвестиционната програма за периода на бизнес плана; проверка на уреди, включващи разходите за метрологична проверка на измервателни уреди, обслужващи дейността и прогнозирани 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 прогнозирани на база отчетни стойности за 2024 г. и очакваното разрастване на дейността; разходи за вода, отопление и ел. енергия, прогнозирани 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 прогнозирани 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 прогнозирани 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 прогнозираны 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 подгриване 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. Предлагащите 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.

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:

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.

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ПЛАМЕН МЛАДЕНОВСКИ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА