



РЕШЕНИЕ

№ ДПРМ-1

от 09.09.2021 г.

КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 09.09.2021 г., след като разгледа доклад с вх. № Е-ДК-798 от 02.08.2021 г. във връзка със заявление с вх. № Е-15-45-19 от 13.04.2021 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД относно одобрение на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2021 – 2030 г., както и събраните данни от проведено на 11.08.2021 г. обществено обсъждане, установи следното:

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. Е-15-45-19 от 13.04.2021 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2021 – 2030 г.

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ), Комисията одобрява Десетгодишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ). Условията и редът, по които операторът на газопреносна мрежа разработва и представя в КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежата и по които Комисията го одобрява, са регламентирани в чл. 81г от ЗЕ и чл. 112 и сл. от НЛДЕ.

Съгласно разпоредбите на чл. 81г от ЗЕ и чл. 112 и сл. от НЛДЕ, операторът на преносна мрежа разработва, консултира с всички заинтересовани страни и предоставя на Комисията ежегодно до 30 април десетгодишен план за развитие на преносната мрежа. При изготвянето на десетгодишния план, операторът на газопреносна мрежа се съобразява с наличната информация относно предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, с инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз, както и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ. В чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 3 от НЛДЕ е предвидено изискване операторът на преносна мрежа да консултира разработения десетгодишен план за развитие на преносната мрежа с всички заинтересовани страни. Проектът на план за развитие на мрежата се публикува на интернет страницата на оператора в срок до 30 дни преди внасянето му за одобрение от Комисията.

Задължението за разработване на десетгодишни планове за развитие на мрежата от операторите на газопреносни системи на територията на Европейския съюз е предвидено и в чл. 22 от Директива № 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО (Директива 2009/73/ЕО). Десетгодишните планове за развитие на мрежата служат за основа на разработването на Регионалните инвестиционни планове за развитие на мрежата (GRIPs), както и на Общностния план за развитие на мрежата в ЕС, който се изготвя от Европейската мрежа на операторите на газопреносни системи (ENTSOG).

С Решение № С - 4 от 22.06.2015 г. и Решение № С - 6 от 05.11.2015 г. на КЕВР „Булгартрансгаз“ ЕАД е сертифицирано като и определено за независим преносен оператор (НПО) на газопреносната система на Р България. Нотификацията за определяне на

дружеството като НПО е публикувана в бр. С 428 от 19.12.2015 г. на Официален вестник на Европейския съюз.

Резултатите от извършения анализ на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2021 – 2030 г. са отразени в Доклад с вх. № Е-ДК-798 от 02.08.2021 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 158 от 05.08.2021 г., т. 3. Съгласно чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ, на 11.08.2021 г. е проведено обществено обсъждане на плана. В проведеното обществено обсъждане са взели участие представители на „Булгартрансгаз“ ЕАД, които са заявили, че приемат доклада и нямат забележки по него.

В предоставения 14-дневен срок не са постъпили становища от заинтересовани лица.

След проучване на представения Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2021 – 2030 г. Комисията установи следното:

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2021 – 2030 г. (Плана) е разработен и представен в КЕВР в срока по чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ. Планът е одобрен с Решение по Протокол УС № 516 от 11.03.2021 г. от заседание на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД. В изпълнение на изискванията на чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 3 от НЛДЕ, „Булгартрансгаз“ ЕАД е публикувало на интернет страницата си одобрения от Управителния съвет на дружеството проект на Десетгодишен план за развитие на мрежите, като е обявило публична консултация на същия в периода от 12.03.2021 г. до 11.04.2021 г. В заявлението си „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в рамките на консултацията е постъпило становище от „Овергаз Мрежи“ АД, като след анализа му заявителя е изготвил становище в което посочва, че Планът не е в противоречие с предложенията на „Овергаз Мрежи“ АД, поради което не се налага изменение на проекта на десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2021 – 2030 г.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2021 – 2030 г. съдържа кратко представяне на дружеството като комбиниран газов оператор, извършващ дейности по пренос и съхранение на природен газ по национална газопреносна мрежа, газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ и подземно газово хранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“). Направено е описание на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ и основните входно-изходни точки от газопреносната система. Разгледан е пазарът на природен газ в страната и региона – внос и местен добив на природен газ за 2019 г. и 2020 г. в Р България, основните участници на пазара на природен газ, пазарния потенциал и перспективи за развитие и е описано потреблението на природен газ в съседните на Р България държави: Гърция, Турция, Румъния, Северна Македония и Сърбия. Представена е информация за пренесените количества природен газ в страната за периода 2011 – 2020 г., пренесените количества природен газ през транзитния газопровод за същия период по държави, както и добитите и нагнетените количества природен газ в ПГХ „Чирен“ през 2019 г. и 2020 г.

В различен стадий на реализация са редица проекти, водещи до повишаване на степента на либерализация и ликвидността и диверсификацията на националния газов пазар.

С въвеждането на новата точка на междусистемно свързване Странджа 2/Малкочлар на границата с Турция е осигурен капацитет за внос чрез нея, в размер на 576,03 GWh/d. Повишени са капацитетите за пренос в посока от Гърция към Р България в точката на междусистемно свързване Кулата/Сидирокастро до 64,8 GWh/d и в посока от Р България към Румъния в точката на междусистемно свързване Русе/Гюргево до 26,4 GWh/d, а от Румъния към Р България – до 26,9 GWh/d.

„Булгартрансгаз“ ЕАД има сключени договори за достъп и пренос и/или съхранение на природен газ с над 70 компании, търговци на природен газ.

Диверсификацията на източниците и маршрутите за доставка на природен газ е част от концепцията за Газов хъб „Балкан“. Освен подобряване на сигурността на доставките в страната и региона, тя позволява повишаване на степента на либерализация и на ликвидността на националния газов пазар. В края на 2019 г. започна работа платформата за търговия на „Газов хъб Балкан“ ЕАД с програмата за освобождаване на природен газ от обществения доставчик. От началото на 2020 г. при нарастващ интерес функционират и

краткосрочен сегмент (спот), дългосрочен сегмент и брокерска услуга. Към м. декември 2020 г. на платформата са регистрирани 42 компании - участници. Около 40% от участниците са международни компании с опит в търговията с природен газ на европейските пазари и богато портфолио, останалите около 60% са местни търговци на природен газ, както и големи индустриални потребители в страната. В допълнение към тях, съгласно изискванията на Регламент 312/2014 на Комисията от 26 март 2014 г. за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносни мрежи, „Булгартрансгаз“ ЕАД изпълнява задълженията си за извършване на действия за балансиране чрез покупка и продажба на краткосрочни стандартизирани продукти на платформата за търговия. През 2020 г. е налице устойчиво повишение на броя сделки и съответно изтъргувани количества в сравнение със старта през месец януари 2020 г. Едва година след старта си, цените на българската платформа за търговия на природен газ са много близки, като в голяма част от случаите, дори по-ниски от цените, постигнати на Централно Европейския Газов хъб в Австрия. Предлагането на допълнителни продукти и услуги, като например въвеждането на клирингови механизми, обхващащи цялостната борсова търговия, е предпоставка за подобряване ликвидността на българския пазар и оптимизиране на търговските участници на борсовия пазар, осигурявайки конкурентни цени за потребителите. Благодарение на подобряването на междусистемната свързаност, осъществявано от „Булгартрансгаз“ ЕАД, този ефект има отражение не само в страната, но и в целия регион.

Представен е сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в Р България за периода 2021 – 2030 г., като са разгледани: прогноза за потреблението на природен газ за периода и пикови дневни нива на търсене; източници за задоволяване на търсенето в страната с представена прогноза за периода 2021 – 2025 г. и прогноза за търсене на услуги по пренос на природен газ през инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД за същия период.

Описани са мерките за гарантиране сигурността на доставките на природен газ, включително оценката на риска и формулата N-1 в изпълнение на чл. 5 от Регламент (ЕС) 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 година относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010 (Регламент (ЕС) 2017/1938), която описва способността на техническия капацитет на газовата инфраструктура да задоволи цялото търсене на природен газ в района на изчислението в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура в ден с изключително голямо търсене, настъпващ с вероятност веднъж на двадесет години. В случай на такова прекъсване, капацитетът на останалата инфраструктура трябва да бъде в състояние да доставя необходимите количества природен газ за задоволяване на търсенето в района. Резултатите от формулата N-1 за следващите 5 години са дадени в таблица в млн. м³/д, във връзка с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/1938. Изчисленията показват, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура, капацитетът на останалата съществуваща инфраструктура е в състояние да осигури необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на територията на Р България за един ден с изключително голямо търсене на природен газ. В тази връзка в Плана се посочва, че „Булгартрансгаз“ ЕАД реализира значителен напредък в последните години за осигуряване на междусистемна свързаност с газопреносните системи на съседните страни, повишаване на капацитетите за пренос и осигуряване на възможност за снабдяване с природен газ в страната по различни маршрути. Дружеството разполага с алтернативни маршрути за доставка на природен газ, позволяващи, независимо един от друг, да бъде напълно задоволено търсенето на природен газ в страната.

Анализът на търсенето и предлагането, оценката на риска, както и задълженията на комбинирания газов оператор към обществото, определят необходимите инвестиции, планирани да бъдат извършени в периода 2021 – 2030 г. Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, предвидените за периода 2021 – 2030 г. инвестиции ще допринесат за постигането на повишаване и гарантиране на техническата сигурност, безопасност и надеждност на газовата инфраструктура, както и изпълнение на изискванията за опазване на околната среда за посрещане на очакваното нарастващо търсене на природен газ в страната и региона чрез: инвестиции за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на преносните мрежи,

включващи инвестиции в съществуващите компресорни станции, инвестиции в съществуващата линейна инфраструктура, инвестиции в съществуващите газорегулиращи и измервателни станции и ПГХ „Чирен“; инвестиции за изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията; инвестиции в спомагателната инфраструктура, в т.ч. оптична кабелна мрежа.

На следващо място се цели осигуряване на възможност за развитие на конкурентен газов пазар и за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, като в резултат се постигат следните цели: намаляване на енергийната зависимост; възможност за създаване на регионална газова борса, в т.ч. спот пазар, чрез изграждане на необходимите съоръжения за свързване на съществуващата газопреносна инфраструктура с бъдещите трансевропейски газови коридори и с проектите от Южния газов коридор, които предвиждат да осигурят диверсификация на източниците на доставка на природен газ и газотранспортните маршрути за Европа; присъединяване на газопроводната мрежа на добивните предприятия в страната; изграждане и внедряване на електронни системи за управление на дейностите.

Гарантирането на сигурността на доставките на природен газ за страната ще се осъществи чрез: инвестиции в изграждане на междусистемни връзки за осигуряване на свързаност с други газопреносни мрежи и инвестиции за разширяване на подземното газово хранилище в Чирен, както по отношение на съоръженията за добив и нагнетяване, така и на възможностите за съхраняване на по-голям обем природен газ.

Друга основна цел е осигуряване на достъп до природен газ на нови общини и на нови крайни потребители, което ще допринесе за подобряване на екологията, качеството на живот, енергийната ефективност и реализирането на икономии от по-евтино гориво чрез разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната и изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносните мрежи на нови крайни потребители, или на газоразпределителни мрежи.

Предвид дългосрочния период на планиране на инвестициите, планът е структуриран в 3 основни групи, в които са дефинирани конкретните обекти, график за тяхното изпълнение и очакван размер на инвестициите:

1. Инвестиции, за които вече е взето решение и които са предвидени за изпълнение през периода 2021 – 2023 г., проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение, за които е взето инвестиционно решение (Таблица № 1 и Таблица № 4);

2. Инвестиции, чието изпълнение е в зависимост от развитието на международни проекти, изпълнявани на територията на страната - инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ, обвързани с развитието на международни проекти и проекти на трети страни в периода 2021 – 2030 г. (Таблица № 2);

3. Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2021 – 2030 г., за които все още не е взето окончателно инвестиционно решение, но са налице инвестиционни намерения за тяхното осъществяване през десетгодишния планов период (Таблица № 3).

Допълнително е представено по-подробно описание на проекти с ключово значение за процеса на либерализация, диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ, развитие на газовата мрежа в региона, както и с принос за националната икономика.

Представеният Десетгодишен план има изискуемото съдържание съгласно чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 1 от НЛДЕ и включва:

I. График за изпълнение на планираните инвестиции, съдържащ:

Проектите за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2021 – 2023 г., за които е взето инвестиционно решение:

Таблица № 1

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2021 – 2023 г. по окръжени обекти	График за изпълнение
I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ В ПЕРИОДА 2021 – 2023 г.	

1. Инвестиции за Компресорни станции	
1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос	
Компресорна станция (КС) „Ихтиман” - учебно-практически център; Обследване състоянието и изпълнение на ремонтни работи на покривите и бетонната площадка за технологичните съоръжения в КС „Провадия”; КС „Ихтиман” и КС „Петрич” - ремонт на сгради ел. проходна; Реконструкция на районното осветление на КС „Ихтиман” и КС „Петрич“. Ремонт и супервизия при демонтаж и обратен монтаж на 4 бр. уплътнения Tandem T.28 BD - “John Crane” ЕАА; Реконструкция на обвръзка при КС „Странджа.	2018 – 2023 г.
Модернизация на компресорни станции чрез интегриране на 4 броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) в три компресорни станции	2018 – 2021 г.
1.2. Национална газопреносна мрежа	
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец” и КС „Вълчи дол”	2018 – 2023 г.
КС „Вълчи дол” - ремонт КРУ 6 kV	2018 – 2021 г.
2. Инвестиции на съществуващи автоматични газорегулиращи станции (АГРС)	
2.1. Национална газопреносна мрежа	
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, газорегулиращи станции (ГРС) и газоизмервателни станции (ГИС): АГРС „Ловеч”, АГРС „Самоков”, ГРС „Страшимирово”, ГРС „Плевен”	2018 – 2021 г.
Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС	2020 – 2023 г.
3. ПГХ „Чирен“	
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения - 3D полеве сеизмични проучвания върху площта на „Чиренската структура“; модернизация на телеметричната система на сондажите;	2018 – 2022 г.
Ремонт, модернизация и реконструкция на основни технологични инсталации и системи на ПГХ „Чирен” - намаляване на вибрациите в газомоторни компресори (ГМК) и технологичните линии от ГМК до II - ри пясъчен демпфер; подмяна тръби на закрит и открит цикъл на ГМК; изграждане на „Система за контрол на технологичните параметри на 4 бр. ГМК“; внедряване на система за регулиране на производителността на 2 бр. ГМК; сервиз на 8000 м.ч. на системите за регулиране на производителността на ГМК №5 и №6.	2016 – 2022 г.
4. Национална газопроводна мрежа	
Основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка Вълчи дол - Кранов възел (КВ) Преселка; Подмяна на преносен газопровод в участъка очистно съоръжения Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово; Реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1” с подмяна на участъци и изграждане на приемна камера при ПГХ „Чирен” чрез изместване на съществуващата камера при ГРС „Враца”; Увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище”; Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци.	2016 – 2022 г.
5. Транзитни газопроводи	
Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на Транзитния газопровод за Гърция и ремонт на очистно съоръжение „Стряма”	2018 – 2022 г.
Ремонт на транзитен газопровод Ду 1000 към югоизточен експлоатационен район (ЮИЕР) Стара Загора, чрез подмяна на тръбни участъци	2021 – 2022 г.
II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА	
1. Национална газопреносна мрежа	
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня, Перник	2018 – 2023г.
Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз” ЕАД от българо - турската граница до българо - сръбската граница	2018 – 2021 г.
Присъединяване на междусистемна газова връзка Гърция-България (IGB)	2021 – 2021 г.

Газопровод от ПГХ „Чирен“ до КВ „Чирен - Бутан“ на газопровод „Балкански поток“ - изработване на инвестиционен проект	2021 – 2021 г.
АГРС Дерманци - за газопроводно отклонение Луковит в КВ Дерманци	2021 – 2022 г.
2. Съхранение на природен газ	
Интегрирана софтуерна платформа за резервоарно моделиране и симулиране на експлоатацията на подземния газов резервоар на ПГХ „Чирен“ и внедряването ѝ с надлежен хардуер; Проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания газ вследствие на дрениране на шлейфите на сондажите и останалите технологични съоръжения на ПГХ „Чирен“; Разширение на капацитета на ПГХ „Чирен“ - надземна част - изработване на инвестиционен проект	2018 – 2022 г.
3. Инвестиции в спомагателни мрежи	
Внедряване на ИТ платформа за търговско диспечирание; ново външно ел.захранване и трафопост на административна сграда на ЦУ	2018 – 2023 г.
Терминал за втечен природен газ до гр. Александрополис	2020 – 2022 г.
III. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ	
1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната	
Изграждане на преносни газопроводи с АГРС до Свищов, до Панагюрище и Пирдоп, до Банско и Разлог	2018 – 2024 г.
2. Инвестиции, за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции	
Изграждане на нови ГИС и АГРС - КВ и АГРС „Игнатиево“; изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2018 – 2024 г.

Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ, *обвързани с развитието на международни проекти и проекти на трети страни* в периода 2021 – 2030 г.:

Таблица № 2

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2021 – 2030 г. по окупирани обекти	График за изпълнение
ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ И МАРШРУТИТЕ ЗА ДОСТАВКА НА ПРИРОДЕН ГАЗ	
Междусистемни газови връзки	
Междусистемна газова връзка България - Сърбия (IBS)	2019 – 2022 г.

Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2021 – 2030 г., *за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение*:

Таблица № 3

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, трансграничен пренос и съхранение на природен газ в периода 2021 – 2030 г., за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение
1. Газопреносна мрежа за трансграничен пренос на природен газ	
1.1. Преоборудване на горивните системи на 6 броя газотурбинни агрегати тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2019 – 2024 г.
1.2. Изграждане на реверсивна обвързка при КС „Провадия“	2020 – 2021 г.
1.3. Изграждане на реверсивна обвързка при КС „Ихтиман“	2020 – 2022 г.
2. Национална газопреносна мрежа	
2.1. Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения/пускови и приемни камери/на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2018 – 2023 г.

2.2. Инфраструктура за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива във въглищни региони в Р България	2020 – 2024 г.
3. Съхранение на природен газ	
3.1.Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен“*	2020 – 2025 г.

*Средствата, които „Булгартрансгаз“ ЕАД ще отпусне за изпълнение на проекта през периода 2022 – 2024 г. са 603 071 хил. лв. без ДДС. Общата прогнозна стойност на проекта е 308 млн. евро, като ще бъдат търсени различни форми и средства на финансиране, в това число посредством финансови инструменти и програми на ЕС.

II. Инвестиционна програма за периода 2021 – 2030 г., съдържаща:

Тригодишна инвестиционна програма за периода 2021 – 2023 г., включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение (в хил. лв. без ДДС):

Таблица № 4

Програма/Раздел	2021 г.	2022 г.	2023 г.
	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции	1 489 665	1 014 027	58 977
РАЗДЕЛ I. 1. Изграждане на нови обекти	1 055 966	38 035	38 922
<i>Газопреносна мрежа за трансграничен пренос</i>	2 787	1 547	645
Линейна част	64	64	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	0	303	645
Комуникационни и информационни системи	2 724	1 181	0
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	1 028 099	15 202	17 016
Линейна част	1 027 230	13 944	15 795
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	0	138	601
Комуникационни и информационни системи	678	500	0
АГРС и ГИС	191	620	620
<i>Съхранение на природен газ</i>	4,480	1 200	400
Сондажен фонд и шлейфи	480	0	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	0	200	400
Разширение на капацитета на ПГХ Чирен	4 000	1 000	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	20 600	20 085	20 860
Линейна част	16 233	16 233	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	614	2 020	19 930
Комуникационни и информационни системи	3 753	1 832	930
РАЗДЕЛ I. 2. Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	118 637	65 752	12 232
<i>Газопреносна мрежа за трансграничен пренос</i>	56 716	29 543	7 492
Линейна част	10 036	22 225	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	46 650	7 318	7 492
Комуникационни и информационни системи	30	0	0
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	53 233	28 530	3 430
Линейна част	50 557	25 123	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	2 390	3 007	2 905
АГРС и ГИС	286	400	525
<i>Съхранение на природен газ</i>	7 939	3 476	0
Сондажен фонд и шлейфи	294	700	0

Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	7 646	2 776	0
Общи за разпределяне по видове дейности	749	4 203	1 310
Линейна част	587	3 419	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	161	784	1 310
РАЗДЕЛ I. 3. Доставка на машини и оборудване	8 776	8 860	7 500

Инвестиционна програма за периода 2024 – 2030 г., включваща задължителни инвестиционни дейности за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите (в хил. лв. без ДДС):

Таблица № 5

Програма/Раздел	2024 г. хил. лв.	2025 г. хил. лв.	2026 г. хил. лв.	2027 г. хил. лв.	2028 г. хил. лв.	2029 г. хил. лв.	2030 г. хил. лв.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции	56 830	53 888	56 582	59 412	62 382	65 501	68 776
РАЗДЕЛ I. 1. Изграждане на нови обекти	29 843	28 351	29 769	31 257	32 820	34 461	36 184
Газопреносна мрежа за трансграничен пренос	4 013	3 812	4 003	4 203	4 413	4 634	4 865
Национална газопреносна мрежа	10 830	10 289	10 803	11 344	11 911	12 506	13 132
Съхранение на природен газ	12 500	11 875	12 469	13 092	13 747	14 434	15 156
Общи за разпределяне по видове дейности	2 500	2 375	2 494	2 618	2 749	2 887	3 031
РАЗДЕЛ I. 2. Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	18 987	18 037	18 939	19 886	20 880	21 924	23 020
Газопреносна мрежа за трансграничен пренос	11 200	10 640	11 172	11 731	12 317	12 933	13 580
Национална газопреносна мрежа	4 692	4 457	4 680	4 914	5 160	5 418	5 688
Съхранение на природен газ	953	905	950	998	1 048	1 100	1 155
Общи за разпределяне по видове дейности	2 142	2 035	2 137	2 244	2 356	2 474	2 597
РАЗДЕЛ I. 3. Доставка на машини и оборудване	8 000	7 500	7 875	8 269	8 682	9 116	9 572

III. Пазарът на природен газ в региона

„Булгартрансгаз“ ЕАД е представило подробно проучване относно развитието на пазара на природен газ в региона и очакваният ръст на консумацията на природен газ в съседните на Р България страни. Анализът се основава на очаквано повишено потребление, на възможностите за доставки на природен газ от нови източници по Южния газов коридор, „Турски поток“, разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница, терминалите за втечен природен газ (ВПГ), както и потенциала на местния добив.

Направените допускания са с оглед плановете за изграждане на нови интерконекторни връзки между газопреносните системи на Р България и съседните страни, реализацията на газов хъб „Балкан“, както и с разширяването и модернизацията на газопреносната инфраструктура на дружеството и разширението на капацитета за съхранение.

„Булгартрансгаз“ ЕАД подробно анализира пазарите на природен газ в съседните на Р България страни, очертавайки основните тенденции в развитието на регионалния газов пазар в условията на диверсификация и все по-осезаема ценова конкуренция.

Р България е в процес на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ. „Булгартрансгаз“ ЕАД разполага с необходимата инфраструктура, способна да задоволи търсенето в страната по различни, независими един от друг, маршрути.

Благодарение на осигурените нови капацитети за пренос към Р България, през 2020 г. са реализирани значителни доставки от алтернативни източници, в т.ч. ВПП от терминала в Ревитуса, Р Гърция.

Приоритет е реализирането на проектите, част от концепцията за Газов хъб „Балкан“, който има потенциала да свърже основните газови проекти в Югоизточна Европа, гарантирайки прозрачен и недискриминационен достъп на всички потенциални участници на пазара.

Ускорено се изгражда необходимата инфраструктура за Газов хъб „Балкан“ - разширение на газопреносната инфраструктура от българо-турската до българо-сръбската граница; междусистемни газови връзки с Р Гърция и Р Сърбия, разширение, рехабилитация и модернизация на съществуващата мрежа, разширяване на ПГХ „Чирен“. Тези проекти осигуряват достъп до различни източници на природен газ, вкл. терминали за ВПП, например бъдещия терминал за втечен газ край Александрополис, в който „Булгартрансгаз“ ЕАД участва с 20% от акционерния капитал на проектната компания.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че 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 и благоприятни условия за диверсификация и съответно намаляване на енергийната зависимост, което ще доведе и до увеличаване на обемите природен газ, търгувани на газовата борса.

IV. Описание на ключови проекти:

1. Развитие на газовата инфраструктура във връзка с концепцията за изграждане на регионален газов хъб в България - Газов хъб „Балкан“

Концепцията за изграждане на газов хъб включва съвкупност от елементи, които формират проекта чрез: нови източници на природен газ; оптимално използване на съществуващите газопреносни мрежи и ПГХ „Чирен“; модернизация и разширение на съществуващата инфраструктура; изграждане на нови междусистемни връзки със съседните страни; нова инфраструктура за газовия хъб; създаване на оптимална търговска среда чрез ликвидна газова борса. Изграждането на необходимата инфраструктура ще даде възможност за свързването на пазарите на страните от Балканския регион, Централна и Източна Европа с пазарите на Западна Европа. Газоразпределителният хъб „Балкан“ може да осигури природен газ чрез: руски природен газ през новоизградения морски газопровод, при съблюдаване на европейските изисквания на Трети либерализационен енергиен пакет и по действащото към момента трасе; природен газ, добиван в шелфа на Черно море, в българския и румънския участъци; природен газ от източници на Южния газов коридор (Каспийски регион, Близък Изток и Източно Средиземноморие); ВПП от терминалите в Гърция и Турция, в т.ч. терминала край Александрополис.

Газов хъб „Балкан“ е включен в Четвърти списък с проекти от „общ интерес“ на ЕС, като клъстер за развитие и укрепване на инфраструктурата, който да позволи неговото изграждане (6.8 Cluster of infrastructure development and enhancement enabling the Balkan Gas Hub). В тази група попадат проектите за междусистемни връзки с Гърция и Сърбия, както и проектът за модернизация и рехабилитация на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

През 2019 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД регистрира собствена компания „Газов хъб Балкан“ ЕАД, която предприе действия за създаване на организиран борсов пазар с различни сегменти за търговия и приемане на необходимите за това законови промени за осигуряване на търговска и регулаторна среда. През м. януари 2020 г. на платформата за търговия на „Газов хъб Балкан“ ЕАД стартира многостранна търговия на организирания борсов пазар, в т.ч. краткосрочен сегмент (spot), дългосрочен сегмент и брокерска услуга.

1.1. Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница

Проектът „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница“ включва изграждането на преносен газопровод от българо-турската до българо-сръбската граница с дължина около 486

км и диаметър DN 200, оптична кабелна линия, две компресорни станции (КС) - КС „Расово“ и КС „Нова Провадия“, газоизмервателна станция „Странджа“ и други съпътстващи технологични съоръжения. Обектът е с национално значение, съгласно Решение № 312 от 10.05.2018 г. на Министерски съвет на Р България. Очакваната стойност на инвестицията е около 2767 млн. лв. Прогнозна дата на въвеждане в експлоатация е поетапно до 01.10.2021 г.

С реализацията на разширението на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница ще се постигне: сигурност на доставките на природен газ за Р България; сигурност на доставките на природен газ за съседните балкански страни и региона, диверсификацията на маршрутите и източниците на доставка на природен газ.

1.2. Междусистемна газова връзка България - Сърбия (IBS)

Проектът е нова междусистемна реверсивна газова връзка между газопреносните системи на Р България и Р Сърбия. Междусистемната газова връзка България - Сърбия е обект с национално значение, съгласно решение № 111 от 15.02.2013 г. на Министерски съвет и приоритетен проект на инициативата за междусистемна свързаност на страните от Централна, Източна и Югоизточна Европа (CESEC). Дължината на газопровода е общо 170 км, от които 62 км на българска територия, с диаметър DN 700. Очакваната стойност на инвестицията е около 81 млн. евро, без ДДС собствени средства и съфинансиране от оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност“ и механизма за свързване на Европа. Прогнозира се въвеждане на обекта в експлоатация през 2022 г.

С реализацията на проекта ще се постигне: диверсификация на доставките на природен газ за Р България и региона; повишаване на сигурността на доставките за Р България и региона; насърчаване на потреблението на природен газ; насърчаване на инвеститорския интерес и генериране на икономически ползи за регионите, през които преминава газопровода.

1.3. Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB)

Проектът е нова междусистемна реверсивна газова връзка между газопреносните системи на Р България и Р Гърция. Междусистемната газова връзка Гърция - България е обект с национално значение, съгласно решение № 615 от 14.07.2009 г. и приоритетен проект на инициативата CESEC. Дължината на газопровода е 182 км, от които 151 км на българска територия, с диаметър на газопровода DN 800. Пропускателната способност на газопровода е до 3 млрд.м³/г. с възможност за увеличение до 5 млрд. м³/г. чрез изграждане на компресорна станция. Проектът се реализира от смесено инвестиционно дружество „Ай Си Джи Би“ АД с акционери „БЕХ“ ЕАД (50%) и гръцкото инвестиционно дружество IGI Poseidon (50%). Съгласно Съвместно решение на КЕВР и Регулаторния орган за енергия на Р Гърция за изменение на Окончателното съвместно решение на КЕВР и Регулаторния орган за енергия на Гърция по заявление за освобождаване от „Ай Си Джи Би“ АД, прието с Решение № Р-ВО-1 от 20.05.2021 г. на Комисията, прогнозната дата за въвеждане на IGB в експлоатация е не по-късно от 1 юли 2022 г.

1.4. Независима система за природен газ Александруполис (Терминал за втечен природен газ в Северна Гърция).

Проектът е приоритетен на инициативата CESEC. Изпълнител на проекта е „Газтрейд“ С.А., като „Булгартрансгаз“ ЕАД участва с 20% от акционерния капитал на „Газтрейд“ С.А., съгласно Решение № 6 от 08.01.2020 г. на Министерски съвет. Инфраструктурата включва плаващ терминал за приемане, складиране и повторно регазифициране на втечен природен газ, който ще се намира на 17,6 км югозападно от пристанището на гр. Александруполис и на около 10 км от брега. Съоръжението ще бъде свързано с националната система за пренос на природен газ на Гърция и с българската газопреносна система чрез съществуващата IP Кулата/Сидирокастро и изграждащия се интерконектор Гърция - България. Терминалът е с проектен капацитет за регазификация и подаване към газопреносната мрежа на Гърция на 6,1 млрд. м³/ годишно. Капацитетът за съхранение е 170 хил. м³. Планираният срок за въвеждане на обекта в експлоатация е 2024 г. Очакваните ползи от реализацията на независимата система за природен газ Александруполис са следните: засилване диверсификацията на източниците на природен газ

за региона; повишаване на сигурността на доставките в региона и стимулиране на конкуренцията в полза на крайните потребители.

1.5. Разширение капацитета на ПХГ „Чирен”

Проектът за разширение на ПХГ „Чирен” се състои в увеличаване на капацитета на газохранилището, чрез разширението му - увеличаване на обема работен газ до 1 млрд. м³ и увеличаване на дебита на добив и нагнетяване до 8 - 10 млн. м³/ден и е част от Клъстер № 6.20 за увеличаване на капацитета за съхранение в Югоизточна Европа. Проектът ще кандидатства за съфинансиране от Механизма за свързване на Европа на Европейския съюз. Очакваната стойност на инвестицията е около 308 млн. евро, без ДДС. Планираният срок за въвеждане на обекта в експлоатация е 2024 г. Очакваните ползи от проекта са: гарантиране сигурността на доставките; повишаване на пазарната интеграция; стимулиране на пазарната конкуренция и насърчаване търговията с природен газ в региона.

1.6. Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система

Проектът „Рехабилитация, модернизация и разширение на българската газопреносна система“ е обект с национално значение, съгласно Решение № 312 от 10 май 2018 г. на Министерски съвет и приоритетен проект на инициативата CESEC. Проектът е съфинансиран от Механизма за свързване на Европа на Европейски съюз. Очакваната стойност на инвестицията е около 340 млн. евро, без ДДС собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД и съфинансиране от Механизма за свързване на Европа в размер до около 28 млн. евро. Прогнозирано е въвеждане в експлоатация на обекта през 2022 г. Очакваните ползи от проекта са: осигуряване на необходимите капацитети и надежден пренос на природен газ; подобряване ефективността, надеждността и гъвкавостта на преносната система; осигуряване на технически възможности за пренос на допълнителни количества природен газ през територията на страната, постъпващи през съществуващите и нови входни/изходни точки и осигуряване на възможности за разнообразяване на посоките за пренос, в зависимост от пазарния интерес.

2. Други проекти за развитие на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД в ранен етап на развитие.

2.1. Eastring - България

Eastring - България е подпроект на проекта „Eastring”, който е проект за изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния и Р България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Предвидено е коридорът да се реализира между точка на междусистемно свързване Velké Karuřany/Veké Zlievce на територията на Словакия и точка на междусистемно свързване с външна граница на ЕС на територията на Р България. „Булгартрансгаз” ЕАД е дружеството, ангажирано за реализацията на българския участък от Eastring. Изпълнено е „Предпроектно проучване за проекта Eastring” през 2018 г., което показва, че газопроводът е с диаметър 1400 мм и с дължина около 262 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на ЕС на територията на Р България. Предвижда се изграждането на една нова компресорна станция и една нова газоизмервателна станция.

За изпълнението на проекта през м. юни 2016 г. между „Булгартрансгаз” ЕАД и словашкия оператор за пренос на природен газ Eustream е подписан Меморандум за разбирателство, който трябва да установи очакваното търсене на капацитет от газопровода Eastring. През м. юли 2016 г. в Братислава е подписан и Меморандум за разбирателство за проекта Eastring между българското Министерство на енергетиката и словашкото Министерство на икономиката.

През 2019 г. проектът не е подкрепен от Европейската комисия и е отпаднал от списъка с проекти от „общ интерес“ за ЕС, като до момента няма напредък в развитието му.

2.2. Междусистемна връзка България - Северна Македония

Проектът е в идейна фаза и предвижда изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р България и Р Северна Македония. развитието на междусистемната свързаност между Р България и Р Северна Македония ще допринесе за повишаване на енергийната сигурност и за интегриране на енергийните пазари. В тази връзка са подписани:

Меморандум за разбирателство и сътрудничество в областта на природния газ между Министерство на енергетиката на Р България и Министерство на икономиката на Р Северна Македония и Споразумение между „Булгартрансгаз“ ЕАД и акционерно дружество за извършване на енергийни дейности „Македонски Енергийни Ресурси“ за провеждане на предпроектно проучване относно изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р България и Р Северна Македония. Един от вариантите, които ще бъдат разгледани, е за изграждане на връзката по трасето гр. Петрич - гр. Струмица.

2.3. Възможности за нови газови хранилища в България

За гарантиране сигурността на доставките и стимулиране либерализацията на газовия пазар в Р България, се планира проучване на възможностите за изграждане на ново газово хранилище. Развитието на газовата инфраструктура в региона, включително проектите от Южния газов коридор, планираните междусистемни газови връзки и други големи трансгранични газови проекти, обосновават необходимостта от осигуряването на допълнителен капацитет за съхранение и респективно обосновават изпълнението на проекти за нови газохранилища.

Заедно с действащото ПГХ „Чирен“, едно ново хранилище би могло да обслужва не само националния, но и регионалния газов пазар след планираното изграждане на новите междусистемни връзки със съседните страни. То би могло да бъде изградено в подходяща геоложка структура - в изтощени газови находища (на сушата или в морето), в солни тела (каверни) или във водоносен пласт. Трябва да се има предвид, че изграждането на едно ново подземно газово хранилище, от началото на геолого-проучвателните дейности до влизането му в редовна експлоатация, би отнело значителен период от време.

3. Развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения, които са в ход.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в момента са в процес на изграждане следните газопроводни отклонения:

- *газопроводно отклонение Разлог - Банско* - газопроводът е с планирана дължина около 37 км, максимален дебит 30 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar.

Подписан е договор за изготвяне на технически и работен проект, Проект за устройствен план (ПУП) и Оценка за въздействие върху околната среда (ОВОС), който е в процес на изпълнение. Има издадено решение по ОВОС. Одобрен и влязъл в сила е ПУП - парцеларен план. Изготвен е инвестиционен проект - фаза технически проект, който е в процес на съгласуване с контролните органи. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2023 г.

- *газопроводно отклонение Панагюрище - Пирдоп* - планирано е газопроводът да бъде с дължина около 62 км, максимален дебит 25 000 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Изпълнено е предпроектното проучване. Приключена е процедурата по правилата на Европейска банка за възстановяване и развитие (ЕБВР) за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС и е подписан договор за консултантски услуги за проектиране, който е в процес на изпълнение. Техническият и работният проекти са изготвени от проектанта и одобрени от всички институции по българското законодателство, очаква се получаване на разрешение за строеж от Министерство на регионалното развитие и благоустройство (МРРБ).

Обявена е тръжна процедура за доставка на основни материали и оборудване, съгласно правилата на ЕБВР. Подписан е договор, който е изпълнен - основните материали и оборудване за изпълнението на проекта са доставени и се съхраняват в склад на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Проведена е обществена поръчка за избор на изпълнител на строително-монтажни работи (СМР) по правилата на Закона за обществени поръчки (ЗОП). Има избран изпълнител и подписан договор, чието изпълнение е стартирало. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2021 г.

- *газопроводно отклонение до Свищов* - газопроводът е с очаквана дължина 42 км, диаметър DN 200 и работно налягане PN 54 bar. Предвижда се захранването да бъде извършено от КВ Патреш, разположен на северния полупръстен на магистралния газопровод до АГРС, разположена южно от гр. Свищов. Изпълнено е предпроектното проучване. Избран е проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС (при необходимост),

като договорът е в процес на изпълнение. Техническият и работният проекти са изготвени от проектанта, одобрени от всички институции по българското законодателство и е получено разрешение за строеж от МРРБ. Остава за изпълнение дейността „Авторски надзор” по време на строителството. Обявена е тръжна процедура за доставка на основни материали и оборудване, съгласно правилата на ЕБВР. Подписан е договор, който е изпълнен - основните материали и оборудване за изпълнението на проекта са доставени и се съхраняват в склад на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Проведена е обществена поръчка за избор на изпълнител на СМР по правилата на Закона за обществените поръчки. Има избран изпълнител и подписан договор, чието изпълнение е стартирало. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2021 г.

- ново газопроводно отклонение с АГРС Граф Игнатиево до Хисаря - Баня - Карлово - Сопот.

Газопроводът е с очаквана дължина 54 км, като захранването му се предвижда да бъде извършено от съществуващия магистрален газопровод Южен полупръстен, между пътя Пловдив - с. Строево - с. Малък чардак - с. Голям чардак и газопроводното отклонение за гр. Пловдив, което се намира на около 4 км в източна посока от главен път гр. Карлово - гр. Пловдив. АГРС са предвидени в околностите на гр. Сопот и гр. Карлово (или обща за двата града). Предвидени са отклонения за гр. Хисаря, гр. Баня и с. Калояново. С отклонението могат да се захранят общините Сопот и Хисаря, гр. Баня, гр. Карлово и с. Калояново. За проекта ще бъдат изпълнени проучвателни дейности за определяне на обхвата, начина на изпълнение, финансирането и вземането на крайно инвестиционно решение.

- преносен газопровод до гр. Козлодуй и гр. Оряхово към коя точка е, т. е за газопроводни отклонения?

Проектът включва изграждане на газопровод високо налягане до гр. Козлодуй с диаметър DN 350 и до гр. Оряхово с диаметър DN 150 и две автоматични газорегулиращи станции (АГРС).

„Булгартрансгаз“ ЕАД е заявило готовност да съдейства при реализирането на всички мотивирани и икономически изгодни проекти, които при наличие на основания, при последваща актуализация ще бъдат включени в прединвестиционната или инвестиционната програми.

4. Изграждане на инфраструктура за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива

В рамките на плана за възстановяване и устойчивост на Р България е предложена инвестиция за изграждане на инфраструктура, подходяща за пренос природен газ, водород и други нисковъглеродни газообразни горива и техните смеси в района на източно-маришкия въглищен басейн и Бобов дол. Проектът цели създаване на възможност за постепенното преустановяване използването на въглища и поетапна замяна на горивната база във въглищни региони на страната, чрез използването на алтернативни екологични енергоносители като водорода. Предвижда се до установяването на достатъчно производствени мощности за водород газопроводната инфраструктура да се използва за пренос на нисковъглеродни газообразни горива и техните смеси в различни съотношения (водород, биогаз, природен газ). Новата инфраструктура, с обща дължина около 175 км, ще бъде част от газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Проектът включва комплекс от дейности за осигуряване на нова довеждаща газопроводна инфраструктура, както следва: Подпроект 1: Проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на инфраструктура, подходяща за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива, за захранване на потребители в източномаришкия въглищен басейн, включително, но не само, „ТЕЦ Марица Изток - 2“, „Контур Глобал Марица Изток 3“, „Ей и Ес - 3С Марица Изток 1“ и други - газопроводи с обща дължина около 125 км; Подпроект 2: проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на инфраструктура, подходяща за пренос на водород и нисковъглеродни газообразни горива за захранване на потребители в региона на Бобов дол, включително, но не само, „ТЕЦ Бобов дол“ и други - газопроводи с обща дължина около 50 км.

5. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газова инфраструктура:

Модернизация, рехабилитация и разширение на българската газопреносна система чрез проект „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура”, който е проект от „общ интерес” (ПОИ 6.8.2); подмяна на Преносен газопровод в участъка очистно съоръжение Беглеж - КВ Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово (част от втора фаза на ПОИ 6.8.2); подмяна на преносен газопровод в участъка очистно съоръжение Вълчи дол - линеен кранов възел (ЛКВ) Преселка (Част от Втора фаза на ПОИ 6.8.2); мероприятия по привеждане на компресорни станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни, етап 2 - КС „Лозенец”, КС „Петрич”, КС „Ихтиман” (част от Втора фаза на ПОИ 6.8.2); изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Девня, Бургас, Димитровград и Перник; реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1” с подмяна на участъци и изграждане на приемна камера при ПГХ „Чирен” чрез изместване на съществуващата камера при ГРС „Враца”; увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище”; основни ремонти на газотурбинни двигатели и планови ремонти и инспекции на ГТКА; намаляване на вибрациите в тръбната обвръзка на ГМК и технологична линия от ГМК до II пясъчен демпфер в ПГХ „Чирен”; подмяна тръби на открит цикъл на ГМК; ремонт на очистно съоръжение „Стряма”; изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията и внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет; разширение на капацитета на „ПГХ Чирен“ - надземна част - изработване на инвестиционен проект.

V. Развитие на капацитета на газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в периода 2021 – 2025 г.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД показва развитието на капацитета на газопреносната инфраструктура в резултат от реализацията на инфраструктурните проекти, както и на модернизацията и рехабилитацията на съществуващата инфраструктура и съоръжения.

Планираните дейности на дружеството в периода 2021 – 2025 г. ще осигурят необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци природен газ за пренос от и към различни региони, което ще осигури необходимия трансграничен капацитет, който позволява двупосочност на преноса на природен газ. Реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците ще са в зависимост от развитието на газовия пазар в Европа и страната.

Развитието на капацитета на газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в периода 2021 – 2025 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 6

Към 1 януари, в MWh/d	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Национална газопреносна мрежа (НГПМ)					
Входен капацитет	404 413	411 816	477 129	484 528	491 927
Изходен капацитет	483 184	503 322	568 635	607 744	615 143
Газопреносна мрежа за трансграничен пренос (ГМТП)					
Входен капацитет	1 286 033	1 708 033	1 708 033	1 708 033	1 708 033
Изходен капацитет	822 627	1 049 452	1 049 452	1 049 452	1 049 452
Трансферна точка вход НГПМ - ГМТП	322 385	322 385	322 385	322 385	322 385
Трансферна точка изход НГПМ - ГМТП	21 117	21 117	21 117	21 117	21 117

В периода 2021 – 2030 г. се предвижда да бъдат изградени и въведени в експлоатация нови междусистемни газови връзки със съседни държави, както и да бъде въведен в експлоатация терминала за втечен природен газ край гр. Александрополис. С реализирането на плановете на дружеството газовата инфраструктура на Р България ще свързва общия европейски пазар на природен газ с пазарите в Каспийския регион, Централна Азия, Близкия Изток, Източния средиземноморски басейн и Северна Африка. В резултат ще бъдат

гарантирани доставките на природен газ за страната и за региона, като се създадат реални условия за диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за и през Р България. Очакваният резултат от изпълнението на плана е значително повишаване на качеството и обема на предлаганите от „Булгартрансгаз“ ЕАД услуги, свързани с транспортирането и съхранението на природен газ и е в пряка връзка с превръщането на Р България в значим регионален газов център - хъб, в който се създават технически възможности за вход и изход на потоци природен газ, постъпващи от разнообразни източници и по нови маршрути.

VI. Анализ на дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2020 г.:

С писмо с вх. № Е-15-45-18 от 08.04.2021 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило годишен доклад за дейността на дружеството за изпълнение задълженията му по издадените лицензи.

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 от ЗЕ, КЕВР наблюдава и контролира изпълнението на Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа. Съгласно чл. 114, ал. 1 от НЛДЕ, Комисията извършва непрекъснат контрол и оценка относно изпълнението от преносния оператор на Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа. Когато независим преносен оператор не извърши инвестиция, която съгласно Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа е следвало да бъде извършена в следващите три години, Комисията изисква от оператора писмено обяснение за причините заедно с данни и документи, които го подкрепят (чл. 114, ал. 2 от НЛДЕ). Във връзка с цитираните разпоредби, с писмо с изх. № Е-15-45-19 от 12.05.2021 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи следната информация: прогнозните и отчетните данни за 2020 г. в изпълнението на прединвестиционна, инвестиционна и експлоатационна програма на Десетгодишния план за периода 2020 – 2029 г.; отчет за всяка неизвършена инвестиция по проект/и с взето инвестиционно решение, която е следвало да бъде завършена до края на 2020 г., заедно с обосновка за неизпълнението, ведно със съответните данни и документи в тази връзка; информация дали дружеството предвижда участие в проекти за изграждане и експлоатация на съоръжения за производство на водород; годишен финансов отчет за 2020 г. С писмо с вх. № Е-15-45-19 от 25.05.2021 г. дружеството е представило изисканата информация.

Разпределението на вложените средства за 2020 г. в хил. лв. по видове лицензионни дейности е посочено в следващата таблица:

Таблица № 7

Разпределение на средства по лицензионни дейности за 2020 г.	Инвестиции План (хил. лв.)	Инвестиции Отчет (хил. лв.)	Изпълнение, %
Пренос по транзитна газопреносна мрежа	89 921	109 750	122 %
Пренос по национална газопреносна мрежа	1 374 428	2 292 325	167 %
Съхранение на природен газ	12 926	6 020	47 %
Общи за разпределяне по видове дейности	3 065	25 990	848 %
Доставка на машини и оборудване	9 325	6 427	69 %
Общо:	1 489 665	2 440 512	164 %

Общата стойност на усвоените средства за изпълнение на програмите за инвестиции за 2020 г. е в размер на 2 440 512 хил. лв., т.е. 164% изпълнение. Дружеството посочва, че преизпълнението на инвестиционната програма се дължи на включени фактури за доставки, издадени до 15.04.2021 г. Необходимостта от това включване на фактурите към 2020 г. е във връзка с въвеждането на активи в баланса на дружеството, за които има издадено разрешение за ползване от 2020 г. и активите са въведени в експлоатация.

1. Информация за изпълнението на следните проекти:

- *Преоборудване на горивните системи на 1 брой ГТКА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери и модернизация на САУ* - не е включен в Годишната програма за прединвестиционна подготовка (ГПИП) 2021 – 2023 г., тъй като е отпаднала необходимостта от реализацията на обекта в резултат на съществена промяна в обстоятелствата, които „Булгартрансгаз“ ЕАД не е могло да предвиди. Дружеството посочва,

че това е свързано с променения технологичен режим за пренос на природен газ през газопреносната система, считано от 01.01.2020 г., което е довело до промяна в схемата на работа на компресорните станции, в т.ч. и продължителен престой на КС „Странджа“. Осигуряването на дългосрочните резервирани капацитети за пренос през IP Странджа 2/Малкочлар е свързано с възстановяване работоспособността на ГТКА № 4 в КС „Странджа“ на по-късен етап или с осигуряване на заместващи мощности, гарантиращи необходимите условия за пренос, включително и чрез планиране на нови инвестиционни намерения, поради което обектът не е посочен в Десетгодишния план 2021 – 2030 г.

- *Планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304* –включени в ГПИП 2021 – 2023 г., но не са изрично посочени в Десетгодишния план за периода 2021 – 2030 г., като е взето предвид, че във връзка с реализираната конфигурация на Балканското направление „Украйна - Румъния - България“, считано от 01.01.2020 г. е въведена в търговска експлоатация новата входна точка IP Странджа 2/Малкочлар. Към момента количествата природен газ, постъпващи на територията на Р България, се пренасят именно през тази точка към Р Гърция и Р Северна Македония, с тенденция за реализиране и на обратен пренос в посока от Р България към Р Румъния. Промененият технологичен режим за пренос на природен газ през газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД и към настоящия момент води до промяна в схемата на работа на компресорните станции, в т.ч. и продължителен престой на КС „Странджа“. В същото време следва да се има предвид, че осигуряването на дългосрочните резервирани капацитети за пренос през IP Странджа 2/Малкочлар е свързано с възстановяване работоспособността на ГТКА № 4 в КС „Странджа“ на по-късен етап или с осигуряване на заместващи мощности, гарантиращи необходимите условия за пренос, включително и чрез планиране на нови инвестиционни намерения.

- *Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци* –включен в ГПИП 2021 – 2023 г. и съответно в Десетгодишния план 2021 – 2030 г., като е посочен в т. I. 4. от Таблица 1.;

2. Причини за повишаване на стойността на инвестицията на проект *Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен”* спрямо посочените инвестиции в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2020 – 2029 г. – дружеството посочва, че първоначалната прогнозна стойност на дейностите по разширение на хранилището е определена през 2010 г. В Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2029 г. е включена само стойността на очакваното финансиране със собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД, без да се включва очаквано безвъзмездно финансиране по Механизма за свързване на Европа и/или други програми. В настоящия план са представени пълните очаквани разходи за реализация на проекта. Те са определени след актуализиране на обхвата и дейностите във връзка с приключване на 3D сеизмичните проучвания и развитието на газопреносната инфраструктура на дружеството, както и предвид изминалия период от първоначалната оценка на стойността на проекта. „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва също, че е в процес на подготовка на необходимата документация за кандидатстване за частично безвъзмездно финансиране на разходите по проекта по Механизма за свързване на Европа.

3. Причини за повишаване на стойността на инвестицията и удължаване на срока за изпълнение на изброените по-долу проекти, спрямо посочените инвестиции и срокове в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2020 – 2029 г.:

- *Терминал за втечен природен газ до гр. Александруполис*

В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2020 – 2029 г. обектът е посочен в Таблица 3, т. 3.1. – проекти, за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение, с очакван размер на инвестицията 25 000 хил. лв. с краен срок до 2020 г. През месец август 2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е закупило акции на терминала за втечен газ до гр. Александруполис, Гърция, на стойност 25 521 888 лв. (13 048 000 евро), съгласно сключено споразумение с „Газтрейд“ С.А. Това е отразено в Актуализация № 2 на Бизнес програмата на дружеството и обекта е преместен от Прединвестиционната програма в Годишната програма за инвестиции и поддръжка. В Десетгодишния план за периода 2021 – 2030 г. обектът е посочен в Таблица 1, т. II.3, с очакван размер за нова инвестиция 32 466 хил. лв. с краен срок 2022 г.

- *Изграждане на преносни газопроводи с АГРС до Свищов, до Панагюрище и Пирдоп,*

През 2019 г. е проведена тръжна процедура с наименование: Доставка, изграждане и въвеждане в експлоатация на строеж: „Преносен газопровод до Свищов” по правилата на ЕБВР в изпълнение на Договор за безвъзмездна помощ № 057 от 23.05.2014 г. Съгласно Грант 057, 50% (петдесет процента) от общата сума е трябвало да бъдат заплатени със средства на Международен фонд „Козлодуй” - ЕБВР, а останалите 50% - със средства на „Булгартрансгаз” ЕАД. Получените оферти за изпълнение на строежа са надвишили планирания финансов ресурс в инвестиционната програма на дружеството по грант № 057 с около 4 млн. евро. Освен това, за Проект А - „Преносен газопровод до Панагюрище-Пирдоп” и за Проект С - „Преносен газопровод до Разлог и Банско“ изготвените Подробни устройствени планове – парцеларен план (ПУП - ПП) - окончателен проект са били разработени върху карта на възстановена собственост, предоставена от Министерството на земеделието, храните и горите (компетентен орган до м. юли 2019 г.). Компетентният орган, поддържащ динамичния регистър и цифрови модели на имотите, от Министерство на земеделието, храните и горите е променен на Агенция по геодезия, картография и кадастър. Това е наложило проектантът да включи информацията от карти и регистри от тази агенция и по този начин не е било възможно да завърши всички процедури по координиране и одобрение на ПУП-ПП, получаване на положителни становища от централните и териториалните администрации в рамките на предвидения срок. Поради това, срокът за изпълнение на договора е удължен с цел завършването на съответните дейности в рамките на срока за изпълнение по гранта. След проведени разговори с ЕБВР в началото на 2020 г. е подписано Грантово споразумение GA057A, в което крайният срок за плащане на безвъзмездната финансова помощ е 31.12.2020 г. и е променена схемата за съфинансиране, без да се променя размера на съфинансирането по следния начин:

- със средства от Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) ще се съфинансират проектните дейности за трите проекта (Проект А - „Преносен газопровод до Панагюрище-Пирдоп”, Проект В - „Преносен газопровод до Свищов“ и Проект С - „Преносен газопровод до Разлог и Банско“) в съотношение 50/50, без разходите за авторски надзор по време на строителството, които се финансират 100% със средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД;
- доставките на основни материали и оборудване за Проекти А и В ще бъдат финансирани изцяло от ЕБВР със срок за изпълнение - края на 2020 г.;
- дейностите по изграждане и въвеждане в експлоатация за Проекти А, В и С (в т.ч. доставките на материали и оборудване за проект С) ще бъдат финансирани изцяло от „Булгартрансгаз“ ЕАД, като процедурите ще се проведат по реда на ЗОП.

Във връзка с настъпилата епидемична обстановка, крайният срок за плащане на безвъзмездната финансова помощ е удължен до 30.06.2021 г.

- *Преоборудване на горивните системи на 6 броя газо-турбинните агрегати (ГТА) тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери*

В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2020 – 2029 г. за обекта са предвидени преоборудване на 5 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 и е посочен очакван размер на инвестицията 25 000 хил. лв. с краен срок до 2022 г., а в Десетгодишния план за периода 2021-2030 г. за обекта са предвидени преоборудване на 6 броя ГТА тип ТНМ 1304/11, което е довело до увеличаване на прогнозния размер на инвестицията на 30 000 хил. лв. и съответно крайния срок за изпълнение е 2024 г.

4. Причини, които налагат удължаване на срока за изпълнение на изброените по-долу проекти спрямо посочения срок за изпълнение в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2020 – 2029 г.:

- *КС „Ихтиман” - учебно-практически център; обследване състоянието и изпълнение на ремонтни работи на покривите и бетонната площадка за технологичните съоръжения в КС „Провадия”; КС „Ихтиман” и КС „Петрич” – ремонт на сгради ел. проходна; реконструкция на районното осветление на КС „Ихтиман” и КС „Петрич”; ремонт и супервизия при демонтаж и обратен монтаж на 4 бр. улътнения Tandem T.28 BD – “John Crane” ЕАА и реконструкция на обвързка при КС „Странджа”*

- *Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец” и КС „Вълчи дол”*

- Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: АГРС „Ловеч“, АГРС „Самоков“, ГРС „Страшимирово“, ГРС „Плевен“

В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2021 – 2030 г. периодът за изпълнение на проектите е удължен с една година поради отлагане във времето на дейностите за изпълнение на обектите във връзка с въведената извънредна епидемична обстановка.

- Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС

Обектът е с цел обезпечаване на евентуални разходи при необходимост от модернизация на съществуващи ГРС и реконструкция и основни ремонти на АГРС, т.е. всяка година се прави ревизия и се предвиждат средства при необходимост. В случая такива средства са предвидени за 2022 г. и 2023 г.

- Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на Транзитния газопровод за Гърция и ремонт на ОС „Стряма“

Срокът е актуализиран съобразно изпълнените дейности към момента на изготвяне на ГПИП 2021 – 2023 г., респективно очаквания срок за изпълнение на дейностите, необходими за реализация на подобектите. Към момента на изготвяне на Десетгодишния план за периода 2021 – 2030 г. за всеки от подобектите има сключени договори, които се изпълняват.

- Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня, Перник

Срокът е актуализиран съобразно изпълнените дейности към момента на изготвяне на ГПИП 2021 – 2023 г., респективно очаквания срок за изпълнение на дейностите, необходими за реализация на подобектите. Към момента на изготвяне на Десетгодишния план за периода 2021 – 2030 г. за някои от подобектите има сключени договори, които се изпълняват. За ОС Девня дейностите по изпълнение на обекта са преустановени поради трайна липса на консумация на природен газ от „Агрополихим“, Девня. Предстои анализ на ситуацията и предприемане на последващи действия. За ОС Перник дейностите по реализацията на обекта могат да бъдат стартирани съобразно текущото изпълнение на планираното изместване на част от газопроводното отклонение във връзка с бъдещото разширение на територията на концесията на „Мин индъстри“ ЕООД.

- Присъединяване на Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB)

В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2021 – 2030 г. срокът за присъединяване на Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB) към мрежата на „Булгартрансгаз“ ЕАД е удължен поради отлагане на срока на завършване на строителството на самия интерконектор от „Ай Си Джи Би“ АД.

- Изграждане на нови ГИС и АГРС - КВ и АГРС „Игнатиево“ и изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар

За проект: „КВ и АГРС „Игнатиево“ е сключен договор, който се изпълнява към момента. Срокът е актуализиран съобразно изпълнените дейности към момента на изготвяне на ГПИП 2021 – 2023 г., респективно очаквания срок за изпълнение на дейностите, необходими за реализация на обекта. За проект: „Изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар“ при ежегодното изготвяне на годишни програми за инвестиции се предвиждат средства, които в случай на необходимост да обезпечат изпълнението на проекта.

- Изграждане на реверсивна обвързка при КС „Провадия“

Срокът е актуализиран във връзка с необходимост от допълнителни проучвателни дейности, необходими за реализация на обекта.

- Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик

Към момента изграждането на обектите е нецелесъобразно, с оглед недостатъчната консумация на природен газ от крайните потребители и невъзможност за провеждане на вътрешнотръбни инспекции.

4. По отношение на предвидения в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2020 – 2029 г. проект „Инфраструктура за пренос на водород и ниско въглеродни газообразни горива във въглищни региони в Р България“ и дали дружеството предвижда участие в проекти за изграждане и експлоатация на съоръжения за производство на водород, „Булгартрансгаз“ ЕАД информира КЕВР, към момента дружеството не участва в проекти за

изграждане и експлоатация на съоръжения за производство на водород в предпроектна фаза и/или в процес реализация. Всяко евентуално бъдещо участие на „Булгартрансгаз“ ЕАД в проекти, свързани с производство на водород и водородни смеси, ще бъде съобразено с актуалните към съответния момент нормативни изисквания.

VII. Финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019 – 2020 г.

Финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019 – 2020 г. е разгледано и анализирано въз основа на представените от дружеството годишни финансови отчети, като данните за 2020 г. са съпоставени с данните за 2019 г.

1. Анализ и динамика на структурата на приходите.

Основните приходи на дружеството са от лицензионните дейности „пренос на природен газ“ по газопреносните мрежи до страната, до трети страни, „съхранение на природен газ“, както и от дейността балансиране. Съгласно Правилата за балансиране на пазара на природен газ „Булгартрансгаз“ ЕАД извършва търговско балансиране на пазара на природен газ, като купува и продава природен газ за балансиране с цел покриване на индивидуалните дисбаланси на ползвателите на газопреносните мрежи. Дружеството реализира приходи от балансиране, съответстващи на балансните зони на газопреносните мрежи на територията на Р България.

Общата структура на приходите включва нетни приходи от продажби и финансови приходи. Общият размер на реализираните приходи от дружеството за 2020 г. възлиза на 434 526 хил. лв., като е отчетено увеличение спрямо 2019 г. от 7,65% или с 30 877 хил. лв.

Сравнението на приходите на дружеството за 2019 г. и 2020 г. е представено в следващата таблица:

Таблица № 8

Показатели	2019 г. хил. лв.	2020 г. хил. лв.	Изменение в %
Приходи от пренос на природен газ до страната	85 924	73 351	-14,63%
Приходи от пренос на природен газ до трети страни	224 682	272 299	21,19%
Приходи от съхранение на природен газ	6195	6491	4,77%
Приходи от балансиране	12 682	17 918	41,28%
Други приходи от дейността, в т.ч.:	28 473	23 585	-17,17%
приходи от финансиране	5722	5712	-0,17%
Нетни приходи от продажби	357 956	393 644	9,97%
Финансови приходи	45 693	40 882	-10,53%
Общо приходи	403 649	434 526	7,65%

Нетните приходи от продажби включват приходи от: пренос на природен газ до клиенти в страната, пренос на природен газ до трети страни, съхранение на природен газ, балансиране и други приходи (включващи и приходи от природен газ за технологични нужди). През 2020 г. относителния дял на приходите от пренос на природен газ до страната представляват 18,63% от нетните приходи от продажби на дружеството и са по-ниски с 12 573 хил. лв. или намаление с 14,63% спрямо тези през 2019 г. В общата структура на приходите от продажби с най-голям относителен дял от 69,17% през 2020 г. имат приходите от пренос на природен газ до трети страни, възлизащи на 272 299 хил. лв. Увеличението на тези приходи е с 21,19% спрямо 2019 г. Относителният дял на приходите от съхранение на природен газ през 2020 г. е 1,65% от нетните приходи от продажби, като тези приходи са в размер на 6491 хил. лв., или увеличение от 4,77% спрямо отчетените през 2019 г. През 2020 г. са реализирани приходи от балансиране в размер на 17 918 хил. лв., като относителния дял на тези приходи е 4,55% от нетните приходи от продажби. Другите приходи от дейността, които представляват 5,99% от нетните приходи от продажби, са с 4888 хил. лв. или 17,17% по-малко от реализираните през 2019 г. Намалението се дължи основно на отчетените приходи от непарично възнаграждение под формата на безвъзмезден газ, който се използва

основно за гориво на компресорните станции по газопроводната система за пренос до границите с трети страни и не носи реален приход на дружеството. В общия обем приходи от дейността на дружеството са включени и финансовите приходи, които намаляват с 10,53% спрямо отчетените през 2019 г. или с 4811 хил. лв. Намалението се дължи на по-ниските приходи от промяна на валутния курс през 2020 г. Приходите от валутни курсови разлики не представляват реален паричен разход, а счетоводно записване на изменението на стойността на наличните парични средства във валута, което е в резултат на промяна на курса на долара. Преизчислението се извършва в края на всеки месец, с цел коректно представяне на левовата равностойност на валутните средства.

2. Анализ и динамика на структурата на разходите

Структурата на общите разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД съдържа оперативни, в т.ч. и разходи по икономически елементи, други и финансови разходи. Оперативните разходи включват: технологични разходи за пренос на природен газ до клиенти в страната и до трети страни, технологични разходи за съхранение на природен газ и разходи по икономически елементи.

Сравнението на разходите на дружеството за 2019 г. и 2020 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 9

Показатели	2019 г. хил. лв.	2020 г. хил. лв.	Изменение в %
Технологични разходи	28 637	27 712	-3,23%
за пренос на природен газ до клиенти в страната	6 700	7 099	5,96%
за пренос на природен газ до трети страни	19 653	18 039	-8,21%
за съхранение на природен газ	2 284	2 574	12,70%
Разходи по икономически елементи в т.ч.:	213 183	237 086	11,21%
<i>Разходи за материали</i>	<i>6 020</i>	<i>4 681</i>	<i>-22,24%</i>
<i>Разходи за външни услуги</i>	<i>10 983</i>	<i>12 139</i>	<i>10,52%</i>
<i>Разходи за амортизации</i>	<i>104 456</i>	<i>107 942</i>	<i>3,34%</i>
<i>Разходи за персонал</i>	<i>60 788</i>	<i>63 485</i>	<i>4,44%</i>
<i>Разходи за социално осигуряване</i>	<i>8 395</i>	<i>8 354</i>	<i>-0,49%</i>
<i>Други разходи и обезценки</i>	<i>22 541</i>	<i>40 485</i>	<i>79,61%</i>
Оперативни разходи	241 820	264 798	9,50%
Разходи в т. ч.: промени в наличностите на готова продукция и незавършено производство, себестойност на природен газ, вложен за балансиране и продадените стоки	11 834	13 064	10,39%
Финансови разходи	33 639	76 044	126,06%
Общо разходи	287 293	353 906	23,19%

Общо разходите през 2020 г. са се увеличили с 66 613 хил. лв. спрямо 2019 г. или с 23,19%, а именно от 287 293 хил. лв. през 2019 г. на 353 906 хил. лв. през 2020 г. Оперативните разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2020 г. са с 22 978 хил. лв. или с 9,50% по-високи в сравнение с отчетените през 2019 г. Увеличението на оперативните разходи се дължи на по-високи разходи по икономически елементи.

Технологичните разходи са в размер на 27 712 хил. лв. за 2020 г. или намаление с 925 хил. лв. (3,23%) спрямо 2019 г. Намалението се дължи на по-малкото технологични разходи за пренос на природен газ до трети страни. Технологичните разходи за пренос на природен газ до клиенти в страната са се увеличили от 6700 хил. лв. за 2019 г. на 7099 хил. лв. за 2020 г. или с 5,96%. Технологичните разходи за съхранение са в размер на 2574 хил. лв. и са по-високи спрямо 2019 г. с 290 хил. лв. или с 12,70%.

Разходите по икономически елементи за 2020 г. са по-високи с 23 903 хил. лв. спрямо 213 183 хил. лв. за 2019 г. Увеличението от 11,21% се дължи на направените по-високи разходи за външни услуги, амортизации, персонал и други разходи за дейността. Увеличението на разходите е, както следва: разходи за външни услуги - с 10,52%, разходи за амортизации - с 3,34% и разходи за персонал - с 4,44%. Увеличението на разходите за

външни услуги се дължи предимно на по-високите разходи за инспекция на газопроводи, за други външни услуги, за охрана и разходи за ремонти. От друга страна са отчетени по-ниски разходи за консултантски услуги, за граждански договори и за застраховки. Разходите за амортизации са в размер на 107 942 хил. лв. за 2020 г. и са с 3,34% по-високи спрямо 2019 г. Разходите за персонал възлизат на 63 485 хил. лв. през 2020 г. и са по-високи с 4,44% спрямо 2019 г. Намалението на разходите за материали с 22,24% е в резултат на отчетените по-ниски стойности на гориво-смазочни материали, основни материали и разходи за електроенергия, вода и топлинна енергия. Разходите за социално осигуряване бележат спад с 0,49% спрямо 2019 г.

Другите разходи за дейността и обезценки, като част от оперативните разходи, са в размер на 40 485 хил. лв. за 2020 г. и бележат увеличение с 17 944 хил. лв. спрямо 2019 г. Причина са отчетените разходи за обезценка на материални запаси в размер на 19 651 хил. лв., съгласно доклад от лицензиран оценител и стойността на наличното количество природен газ в газопреносната система и в ПГХ „Чирен“, оценено до неговата нетна реализуема стойност. Отчетени са по-високи разходи за фонд „Сигурност на енергийната система“ с 11,16%, а именно от 15 840 хил. лв. през 2019 г. на 17 607 хил. лв. през 2020 г. Отчетени са по-високи разходи за брак на материални запаси и липси на имоти, машини и съоръжения с 2349 хил. лв. повече спрямо реализираните през 2019 г. Отчетени са по-високи разходи за провизии по правни задължения, които са в размер на 755 хил. лв. и са със 162 хил. лв. повече спрямо отчетените през 2019 г. От друга страна са отчетени по-ниски разходи за акциз с 646 хил. лв. и разходи за командировки с 537 хил. лв. В края на 2020 г. са отчетени и разходи за обезценка на нефинансови активи в размер на 581 хил. лв., във връзка с направената от лицензиран оценител оценка на инвестицията на „Булгартрансгаз“ ЕАД в „Булгартел“ АД.

През 2020 г. е отчетено възстановяване на обезценка на финансови активи, които се увеличават от 570 хил. лв. за 2019 г. на 7099 хил. лв. Финансовите разходи през 2020 г. нарастват с 126,06% спрямо 2019 г. или с 42 405 хил. лв., което се дължи основно на отчетените по-високи разходи за валутни курсови разлики. По-високи са разходите за лихви, които са в размер на 1838 хил. лв., като 1787 хил. лв. са лихвени плащания по договори за банкови заеми.

От извършения анализ на приходите и разходите е видно, че приходите от лицензионните дейности покриват извършените от „Булгартрансгаз“ ЕАД разходи.

Анализ на активите, пасивите и собствения капитал

Таблица № 10

Показатели	2019 г. (хил. лв.)	2020 г. (хил. лв.)	Изменение, %
Нетекущи активи	2 579 861	4 546 870	76,24%
Текущи активи	686 740	533 364	-22,33%
Общо активи	3 266 601	5 080 234	55,52%
Собствен капитал	2 534 158	2 508 593	-1,01%
Нетекущи пасиви	287 612	2 163 336	752,17%
Текущи пасиви	444 831	408 305	-8,21%
Общо пасиви	732 443	2 571 641	351,10%
Общо собствен капитал и пасиви	3 266 601	5 080 234	55,52%

Към края на 2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава общо активи в размер на 5 080 234 хил. лв., като стойността им се е увеличила с 1 813 633 хил. лв. или с 55,52% спрямо 2019 г. Нетекущите активи представляват 89,50% от общата стойност на активите на дружеството. Стойността на нетекущите активи е в размер на 4 546 870 хил. лв. за 2020 г. и се е увеличила с 1 967 009 хил. лв. или с 76,24% спрямо стойността им към края на 2019 г. Увеличението на нетекущите активи се дължи основно на по-голямата стойност на имоти, машини и съоръжения. Най-голям дял в нетекущите активи (89,36%) имат имоти, машини и съоръжения, които са се увеличили с 76,54% в сравнение с 2019 г. или с 1 968 077 хил. лв. През 2020 г. са въведени в експлоатация: активи, свързани с разширението на газопреносната

инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД паралелно на северния газопровод до българо-сръбската граница, етап линейна част на стойност 2 093 510 хил. лв. и етап компресорна станция „Расово“ на стойност 157 702 хил. лв.; магистрални и локални оптични кабели – западна магистрала от възлова точка при обслужваем пункт „Ихтиман“ до възлова точка при газоизмервателна станция „Дупница“ на стойност 1750 хил. лв.; нов газопроводен участък от газопроводното отклонение „Правец“ за възстановяване на работното му налягане и оптична кабелна линия към него на стойност 1576 хил. лв. Съществена част от нематериалните активи на дружеството представляват програмни и софтуерни продукти, предназначени за работа на газопреносната система.

През 2019 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е учредило еднолично акционерно дружество „Газов Хъб Балкан“ ЕАД, като стойността на инвестицията е в размер на 500 хил. лв.

Към края на 2020 г. балансовата стойност на дългосрочните вземания е в размер на 143 хил. лв. и представляват внесени гаранционни депозити от дружеството и предплатени разходи за абонаментно обслужване.

Текущите активи намаляват от 686 740 хил. лв. през 2019 г. на 533 364 хил. лв. в края на 2020 г., или намаление с 22,33%. Намалението на стойността на текущите активи се дължи на намалението на паричните средства и еквиваленти с 236 420 хил. лв. или 43,48% и материални запаси с 26 624 хил. лв. или 23,84%. Част от общия размер на търговски и други вземания са разходите за придобиване на акции в „Газтрейд“ С.А. в размер на 151 хил. лв.

Вземанията от свързани лица бележат намаление и са в размер на 1049 хил. лв. за 2020 г. или 23,77% по-малко спрямо отчетените през 2019 г. Стойността на дългосрочните вземания от свързани лица се запазва относително постоянна, а именно от 131 хил. лв. през 2019 г. на 130 хил. лв. през 2020 г. Краткосрочните вземания от свързани лица са намалели от 4413 хил. лв. за 2019 г. на 3364 хил. лв.

Регистрираният капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 1 225 519 хил. лв. за 2019 г. и остава непроменена стойност през 2020 г. Собственият капитал на дружеството е в размер на 2 508 593 хил. лв. и е намалял с 25 565 хил. лв. (1,01%) спрямо отчетения през 2019 г., в резултат от намаление на преоценъчния резерв. Преоценъчният резерв към 31.12.2020 г. възлиза на 910 705 хил. лв. спрямо 1 062 635 хил. лв. за 2019 г. Съгласно политиката на дружеството, той се разпределя към неразпределената печалба ежегодно на база отчетените разходи за амортизация на преоценъчния резерв. Резервите за 2020 г. са в размер на 85 754 хил. лв., докато през 2019 г. са 86 852 хил. лв. Неразпределената печалба за 2020 г. е в размер на 286 615 хил. лв., а през 2019 г. е в размер на 159 152 хил. лв. „Булгартрансгаз“ ЕАД няма изплатен дивидент към едноличния собственик на капитала БЕХ ЕАД.

Нетекущите пасиви се увеличават от 287 612 хил. лв. за 2019 г. на 2 163 336 хил. лв. за 2020 г. или с 652,17%, което е в резултат от увеличението на търговските и други задължения, дългосрочните задължения към финансови институции, гаранции по договори и отсрочени приходи от финансиране. Основна част от търговските задължения на дружеството към 31.12.2020 г. са свързани с изпълнените дейности по обект „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД паралелно на северния (магистрален) газопровод до българо-сръбската граница“ – етап линейна част с дължина 474 км., дължими към Обединение „Консорциум Аркад“, съгласно договор от 18.09.2019 г. Те възлизат в общ размер на 1 245 542 хил. лв. към 31.12.2020 г., от които 115 616 хил. лв. представляват начислени суми по изпълнени и приети дейности по проекта. Съгласно условията на договора задължения ще се изплащат на база погасителен план на равни месечни вноски до 01.01.2031 г., при годишна лихва в размер на 4,10%. На 03.10.2019 г. е подписан договор с ДЗЗД „Ферошал Балкангаз“ за „инвестиционно проектиране, доставка на необходимите материали и оборудване, изграждане и въвеждане в експлоатация на етап КС „Расово“ и етап КС „Нова Провадия“ към обект „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД паралелно на северния (магистрален) газопровод до българо-сръбската граница“. Общата стойност на договора е 179 378 хил. евро без ДДС. Към 31.12.2019 г. дружеството е платило аванс на стойност 140 333 хил. лв., като към 31.12.2020 г. неувоената част от аванса е на стойност 77 119 хил. лв. Дългосрочните задължения към кредитни институции са в размер на 794 435 хил. лв. През 2020 г.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е получило кредити за инвестиционни разходи от няколко финансови институции. Кредитите са обезпечени с парични средства под формата на депозити в размер до 20% от усвоената и непогасена част от кредита. Гаранциите по договори за изграждане на активи се увеличават от 410 хил. лв. за 2019 г. на 16 461 хил. лв. за 2020 г. Тези гаранции представляват задържани суми по договори за строителство, които се изплащат в зависимост от етапа на изпълнение на обектите съгласно клаузите на договора. Нетекущите задължения към свързани лица намаляват от 341 хил. лв. за 2019 г. на 241 хил. лв. за 2020 г.

Текущите пасиви намаляват от 444 831 хил. лв. през 2019 г. на 408 305 хил. лв. за 2020 г. в резултат на намаление на краткосрочните заеми към банкови институции. Краткосрочните заеми намаляват от 391 191 хил. лв. за 2019 г. на 126 912 хил. лв. през 2020 г. През 2019 г. дружеството е сключило договори за банкови заеми в общ размер 200 000 хил. евро от 4 банкови институции срещу обезпечение – депозити в щатски долари за срок от 6 месеца, с опция за удължаване още 6 месеца. Главниците по заемите се плащат в края на срока на договорите, а лихвите се плащат всеки месец. Средствата са предназначени за покриване на инвестиционни разходи на дружеството във връзка с реализацията на проекта „Балкански поток“ на територията на страната. През м. октомври 2020 г. заемите са погасени. Търговските задължения се увеличават от 10 948 хил. лв. през 2019 г. на 225 545 хил. лв. за 2020 г. в резултат от увеличаване на начислените суми по изпълнени и приети дейности по проекта „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД паралелно на северния газопровод до българо-сръбската граница – етап линейна част“. Увеличават се задълженията към свързани лица от 10 843 хил. лв. за 2019 г. на 14 745 хил. лв. за 2020 г. Текущите гаранции се увеличават от 29 143 хил. лв. за 2019 г. на 39 748 хил. лв. за 2020 г., като най-голям дял имат гаранциите по договори за достъп, пренос, съхранение и балансиране. Гаранциите по договорите за изграждане на активи се увеличават от 4863 хил. за 2019 г. лв. на 9598 хил. лв. за 2020 г. Текущите задължения към свързани лица се увеличават от 10 843 хил. лв. за 2019 г. на 14 745 хил. лв. за 2020 г.

От отчетените парични потоци за 2019 г. и 2020 г. е видно, че в края на всяка една година паричните наличности са с положителни стойности.

Сравнението на финансовите показатели за 2019 г. и 2020 г. показва следното:

Коефициентът на обща ликвидност от 1,54 за 2019 г. намалява на 1,31 за 2020 г., но остава над единица и показва, че дружеството притежава достатъчно оборотни средства за погасяване на текущи задължения. Коефициентът на бърза ликвидност е 1,29 за 2019 г. и намалява на 1,10 за 2020 г., като показва нивото на най-ликвидната част от краткотрайните активи към краткосрочните задължения. Коефициентът на ефективност на разходите е 1,44 за 2019 г. и се увеличава на 1,46 за 2020 г., което показва, че при 1 лев разходи са реализирани 1,46 лв. приходи за 2020 г. Коефициентът на рентабилност на приходите от продажби намалява от 0,31 за 2019 г. на 0,19 за 2020 г. и показва, че всеки 1 лев приходи носи 0,19 лв. печалба за 2020 г. Коефициентът на ефективност на приходите е 0,69 за 2019 г. и 2020 г. Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал е 0,98 за 2019 г. спрямо 0,55 за 2020 г. и показва, че дружеството може да е имало затруднение при инвестиции в нови дълготрайни активи. Коефициентът на финансова автономност от 4,00 за 2019 г. намалява на 1,03 за 2020 г. и показва степента на финансова независимост от ползване на чужди средства. Стойностите на коефициента над единица показват добра финансова автономност. Коефициентът на финансова задлъжнялост от 0,29 за 2019 г. се увеличава на 1,03 през 2020 г. и показва степента на зависимост на дружеството от своите кредитори за покриване на задълженията си. Стойността на коефициента определя колко задължения са отчетени на 1 лв. собствен капитал. Към 31.12.2020 г. са отчетени 1,03 лв. задължения на 1 лв. собствен капитал.

Сравнението на финансовите резултати за 2019 г. и 2020 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 11

Финансови показатели	2019 г. хил. лв.	2020 г. хил. лв.	Изменение в %
ЕБИТДА - печалба преди лихви, данъци и амортизации	208 758	223 724	7,17%
ЕБИТ - печалба преди лихви и данъци	104 302	115 782	11,01%

ЕВТ - печалба преди данъци	116 356	80 620	-30,71%
Нетна печалба за периода	104 654	72 478	-30,75%

С писмо с изх. № Е-15-45-34 от 13.07.2021 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи прогнозни парични потоци за периода 2021 – 2023 г. по години. С писмо с вх. № Е-15-45-34 от 20.07.2021 г. дружеството е представило прогнозни парични потоци за периода 2021 – 2030 г. Паричните потоци обхващат всички парични постъпления и плащания през съответната година от три групи дейности на дружеството – оперативна (основна), инвестиционна и финансова. Паричните постъпления от основната дейност са: от пренос на природен газ до трети страни, от договори във връзка с процедурата Open Season, от пренос на природен газ, от съхранение на природен газ и други. Плащанията за основната дейност са свързани с търговски контрагенти, към персонал и осигурителни институции. По отношение на инвестиционната дейност постъпленията ще бъдат от получени/възстановени финансираня за нетекущи активи, получени лихви от обезпечения и депозит, от предоставени парични средства като обезпечения по кредити и гаранции, а предвидените плащания са свързани с: придобиване на имоти, машини и съоръжения и нематериални активи, предсрочно погасяване на средства за линейна част и компресорни станции, инвестиции в LNG терминал, главници по договори с разсрочено плащане и др. По отношение на финансовата дейност постъпленията са свързани с получени кредити, а плащанията са за лихви, главници по кредити, погасяване на кредити, дивиденди и други финансови разходи. В края на всяка една година от периода 2021 – 2030 г. прогнозираните парични наличности са с положителни стойности.

За периода 2021 – 2023 г., включващ инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение, нетните парични потоци на „Булгартрансгаз“ ЕАД се изменят, както следва: *от оперативната дейност:* (...) хил. лв. за 2021 г., (...) хил. лв. за 2022 г. и (...) хил. лв. за 2023 г.; *от инвестиционната дейност:* (...) хил. лв. за 2021 г., (...) хил. лв. за 2022 г. и (...) хил. лв. за 2023 г.; *от финансовата дейност* (...) хил. лв. за 2021 г., (...) хил. лв. за 2022 г. и (...) хил. лв. за 2023 г.

Нетното изменение на паричните средства и паричните еквиваленти е (...) хил. лв. за 2021 г., (...) хил. лв. за 2022 г. и (...) хил. лв. за 2023 г. За 2021 г. се предвижда (...) в размер на (...) хил. лв.

Парите и паричните еквиваленти в началото на периода са, както следва: (...) хил. лв. за 2021 г., (...) хил. лв. за 2022 г. и (...) хил. лв. за 2023 г. Парите и паричните еквиваленти в края на периода са, както следва: (...) хил. лв. за 2021 г., (...) хил. лв. за 2022 г. и (...) хил. лв. за 2023 г. Очакваните парични потоци за периода 2021 – 2023 г. показват, че дружеството ще може да обслужва плащанията по договорите за кредити и да изпълнява лицензионните си задължения.

С оглед горното, Комисията приема, че представеният от независимия преносен оператор Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2021 - 2030 г. е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 22 от Директива 2009/73/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и чл. 81 г, ал. 1 от ЗЕ, обхваща всички обосновани нужди от инвестиции, както и че същият е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз. В него са заложили основните дейности по развитие на газопреносната мрежа с цел да се осигури дългосрочен капацитет и да се гарантира сигурността на доставките, като се отчита и икономическата обоснованост. Планът е изготвен при съобразяване с наличната информация и разумните предвиждания за предстоящи изменения и развитие на добива, доставките, потреблението и обмена на природен газ с други държави, като са взети предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз. Десетгодишният план за развитие на мрежите за периода 2021 - 2030 г. е съобразен и с инвестиционните планове за съоръжения за съхранение на природен газ.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 3, т. 8 и чл. 81г от Закона за енергетиката, чл. 112 и чл. 113 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2021 – 2030 г.

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

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

ЮЛИЯН МИТЕВ

(Съгласно Заповед № 907 от 30.08.2021 г.)