



Вх. №...../.....2019 г.

ДО  
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ  
ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КОМИСИЯТА  
ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

ДОКЛАД

от  
дирекция „Правна“ и  
дирекция „Природен газ“

**Относно:** *Одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019 – 2028 г.*

**УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,**

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-45-17 от 30.04.2019 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2019 – 2028 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 Общността 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 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.

**След проучване на представения Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019 – 2028 г. е установено следното:**

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019 – 2028 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 № 345 от 23.04.2019 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 обявил публична консултация на същия в периода 25 март – 08 април 2019 г. В заявлението си „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в рамките на консултацията е постъпило едно становище от „Българска газова асоциация“, като след анализ целесъобразните предложения са взети предвид в окончателния вариант на Плана.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019 – 2028 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 2018 г. в България, основните участници на пазара на природен газ, пазарния потенциал и перспективи за развитие и е описано потреблението на природен газ в съседните на България държави: Гърция, Турция, Румъния, Северна Македония и Сърбия. Представена е информация за пренесените количества природен газ в страната за периода 2009 – 2018 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 2017 г. и 2018 г.

Представен е сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2019 – 2028 г., като са разгледани: прогноза за очакваното търсене на природен газ за период от една година и пикови нива на търсене за ден; източници за задоволяване на търсенето в страната с представена прогноза за периода 2019 – 2023 г. и прогноза за търсене на капацитет за трансграничен пренос през съществуващата инфраструктура 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.м<sup>3</sup>/д, във връзка с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/1938. Изчисленията показват, че в случай на прекъсване на най-голямата единична газова инфраструктура (от Русия през Украйна), капацитетът на съществуващата инфраструктура в периода 2019 – 2020 г. не би бил в състояние да осигури необходимите количества природен газ за задоволяване на общото търсене на територията на Р България за един ден на изключително голямо търсене на природен газ.

Същевременно, в Плана се посочва, че при реализация на проектите за нова газова инфраструктура България ще изпълни стандарта за инфраструктура през 2021 г. С цел постигане на стандарта за инфраструктура са предвидени няколко основни проекта, а именно: проект за модернизирание, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура (включително модернизация на компресорни станции), проекти за изграждане на междусистемни газови връзки със съседните страни и на връзки между националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос на природен газ и проект за разширение на ПГХ „Чирен” и/или за ново газохранилище, нови проекти, осигуряващи входен капацитет.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, предвидените за периода 2019 – 2028 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. оптичната кабелна мрежа.

На следващо място се цели осигуряване на възможност за развитие на конкурентен пазар и за диверсификация на източниците и пътищата за доставка на природен газ и в резултат по-голяма енергийна независимост; възможност на местните търговци за достъп до природен газ на различни цени и 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-Трансанадолски газопровод (TANAP), Трансадриатически газопровод (TAP), както и други паневропейски проекти, които предвиждат да осигурят диверсификация на източниците на доставка на природен газ и газотранспортните маршрути за Европа; присъединяване на добивната газопроводна мрежа на добивни 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 хранилище за съхраняване на природен газ, 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, включването на проекти, за които в настоящия момент не е взето окончателно инвестиционно решение, както и на проекти, чието развитие е свързано с изпълнение на други международни проекти в газовия сектор, 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 2019 – 2021 г., проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение, за които е взето 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 2019 – 2028 г. (Таблица № 2);

3. Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2019 – 2028 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 2019–2021 г., за които е взето инвестиционно решение:

*Таблица № 1*

<b>Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2019 – 2021 г. по окрупнени обекти</b>	<b>График за изпълнение</b>
<b>I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ в периода 2019 – 2021 г.</b>	
<b>1. Инвестиции за Компресорни станции</b>	
<b>1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос</b>	
КС „Провадия”–склад с локални очистни съоръжения за свежо и отработено масло; КС „Кардам”–навес за двигатели на компресори и дървени контейнери с резервни части; КС „Ихтиман”–учебно-практически център; Обследване състоянието и изпълнение на ремонтни работи на покривите и бетонната площадка за технологичните съоръжения в КС „Провадия”; КС „Кардам ”–авариен дизел генератор; КС „Ихтиман” и КС „Петрич”–ремонт на сгради ел. проходна; Реконструкция на районното осветление на КС „Ихтиман” и КС „Петрич”	2018 – 2020 г.
Основни ремонти на газотурбинни двигатели тип ДТ70 П и АИ-336-2-8, преоборудване на горивните системи на 1 брой ГТКА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери и модернизация на САУ, планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304	2018 – 2020 г.
Модернизация на 3 компресорни станции чрез интегриране на 4 броя газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА)	2016 – 2021 г.
<b>1.2. Национална газопреносна мрежа</b>	
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец” и КС „Вълчи дол”	2018 – 2022 г.
КС „Вълчи дол”–ремонт КРУ 6 kV	2018 – 2021 г.
<b>2. Инвестиции на съществуващи автоматични газорегулиращи станции (АГРС)</b>	
<b>2.1. Национална газопреносна мрежа</b>	
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: АГРС „Ловеч”, АГРС „Самоков”, ГРС „Страшимирово”, ГРС „Плевен”	2018 – 2019 г.
Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС	2020 – 2021 г.
<b>3. ПГХ „Чирен”</b>	
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения – 3D полеви сеизмични проучвания; модернизация на телеметричната система на сондажите	2018 – 2020 г.
Ремонт, модернизация и реконструкция на основни технологични инсталации и системи на ПГХ „Чирен”–намаляване на вибрациите в ГМК и технологичните линии от ГМК до II-ри пясъчен демпфер; подмяна тръби на закрит и открит цикъл на ГМК	2016 – 2020 г.

<b>4. Национална газопроводна мрежа</b>	
Основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка Вълчи дол–КВ Преселка; Подмяна на преносен газопровод в участъка ОС 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”	2016 – 2021 г.
<b>5. Транзитни газопроводи</b>	
Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на Транзитния газопровод и ремонт на ОС „Стряма”	2018 – 2020 г.
Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци	2018 – 2021 г.
<b>II. ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА НОВИ ОБЕКТИ КЪМ СЪЩЕСТВУВАЩАТА ИНФРАСТРУКТУРА, НЕОБХОДИМИ ЗА ПОВИШАВАНЕ ЕФЕКТИВНОСТТА НА ЕКСПЛОАТАЦИЯТА</b>	
<b>1. Национална газопреносна мрежа</b>	
Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) за газопроводните отклонения Димитровград, Бургас, Девня, Перник	2018 – 2021г.
Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз” ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница (етап 1 от газов хъб „Балкан”)*	2018 – 2021 г.
<b>2. Съхранение на природен газ</b>	
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”	2018 – 2020 г.
<b>3. Инвестиции в спомагателни мрежи</b>	
Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет	2018 – 2021 г.
<b>III. ДОСТЪП ДО ПРИРОДЕН ГАЗ НА НОВИ ОБЩИНИ, КАКТО И НА НОВИ КРАЙНИ ПОТРЕБИТЕЛИ</b>	
<b>1. Инвестиции в проекти за разширение на съществуващите газопреносни мрежи до нови региони от страната</b>	
Изграждане на преносни газопроводи с АГРС до Свищов, до Панагюрище и Пирдоп, до Банско и Разлог	2018 – 2020 г.
<b>2. Инвестиции, за изграждане на нови газоизмервателни и газорегулиращи станции</b>	
Изграждане на нови ГИС и АГРС–КВ и АГРС „Игнатиево”; и изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2018 – 2021 г.

\* Предвидените за 2019 – 2021 г. средства в Годишната програма за инвестиции и поддръжка на „Булгартрансгаз” ЕАД са на стойност 550 064 хил. лв. Прогнозната стойност на инвестиционните разходи е 2 767 115 хил. лв., като начинът на финансиране на останалите необходими средства от инвестицията ще бъде определен след избор на изпълнител на доставки, работно проектиране и строително-монтажни работи на етап „Линейна част”.

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 2019 – 2028 г.:

*Таблица № 2*

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2019–2028 г. по окрупнени обекти	График за изпълнение
<b>ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ДИВЕРСИФИКАЦИЯ НА ИЗТОЧНИЦИТЕ И МАРШРУТИТЕ ЗА ДОСТАВКА НА ПРИРОДЕН ГАЗ</b>	
<b>Междусистемни газови връзки</b>	
Присъединяване на Междусистемна газова връзка Гърция - България (IGB) към националната газопреносна мрежа	2019 – 2020 г.
Междусистемна газова връзка България–Сърбия (IBS)	2019 – 2022 г.
Междусистемна газова връзка Турция–България (ITB)(под условие)	2015 – 2022 г.

Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2019–2028 г., за които предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение:

Таблица № 3

Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос, транзитен пренос и съхранение на природен газ в периода 2018–2027 г., за които не е взето инвестиционно решение	Прогнозен период на изпълнение
<b>1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ</b>	
Преоборудване на горивните системи на 5 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2019 – 2021 г.
<b>2. Национална газопреносна мрежа</b>	
Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2018 – 2021 г.
<b>3. Общи за разпределение</b>	
Придобиване дялово участие в терминал за втечен газ в Александрополис	2019 г.
<b>4. Съхранение на природен газ</b>	
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен	2020 – 2024 г.

## II. Инвестиционна програма за периода 2019 – 2028 г., съдържаща:

Тригодишна инвестиционна програма за периода 2019 – 2021 г., включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение (в хил. лв. без ДДС):

Таблица № 4

Програма/Раздел	2019 г.	2020 г.	2021 г.
	хил. лв.	хил. лв.	хил. лв.
<b>ОБЩО Годишна програма за инвестиции</b>	<b>620 116</b>	<b>202 892</b>	<b>176 323</b>
<b>РАЗДЕЛ I. 1. Изграждане на нови обекти</b>	481 454	79 577	51 907
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	1 825	3 062	2 364
Линейна част	140	82	64
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	86	850	0
Комуникационни и информационни системи	1 599	2 130	2 300
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	476 653	70 480	48 343
Линейна част	473 438	67 116	41 783
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	170	578	0
Комуникационни и информационни системи	1 883	2 131	5 905
АГРС и ГИС	1 162	655	655
<i>Съхранение на природен газ</i>	240	840	0
Сондажен фонд и шлейфи	180	300	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	60	540	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	2 736	5 195	1 200
Линейна част	165	0	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	255	1 339	1 100
Комуникационни и информационни системи	2 316	3 856	100
<b>РАЗДЕЛ I. 2. Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</b>	129 352	115 315	116 916
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	63 750	59 560	61 505
Линейна част	2 944	3 430	3 530

Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	60 806	56 130	57 975
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	57 785	50 258	53 931
Линейна част	53 976	48 685	49 881
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	2 635	1 173	3 650
АГРС и ГИС	1 174	400	400
<i>Съхранение на природен газ</i>	7 209	3 007	0
Комуникационни и информационни системи	700	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	5 689	140	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	820	2 867	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	608	2 490	1 480
Линейна част	354	1 940	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	254	550	1 480
<b>РАЗДЕЛ I. 3. Доставка на машини и оборудване</b>	9 310	8 000	7 500

Инвестиционна програма за периода 2022 – 2028 г., включваща задължителни инвестиционни дейности за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите (в хил. лв. без ДДС):

*Таблица № 5*

Програма/Раздел	2022 г. ХИЛ. ЛВ.	2023 г. ХИЛ. ЛВ.	2024 г. ХИЛ. ЛВ.	2025 г. ХИЛ. ЛВ.	2026 г. ХИЛ. ЛВ.	2027 г. ХИЛ. ЛВ.	2028 г. ХИЛ. ЛВ.
<b>ОБЩО</b> Годишна програма за инвестиции	86 631	50 804	40 960	42 189	43 454	46 416	49 535
<b>РАЗДЕЛ I. 1. Изграждане на нови обекти</b>	45 081	24 317	12 644	13 024	13 414	14 353	15 358
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	4 600	4 013	4 294	4 423	4 555	4 874	5 215
Национална газопреносна мрежа	5 800	5 304	5 675	5 846	6 021	6 442	6 893
Съхранение на природен газ	12 500	12 500	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	22 181	2 500	2 675	2 755	2 838	3 037	3 250
<b>РАЗДЕЛ I. 2. Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</b>	33 550	18 987	20 316	20 926	21 553	23 063	24 677
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	12 900	11 200	11 984	12 344	12 714	13 604	14 556
Национална газопреносна мрежа	13 500	4 692	5 020	5 171	5 326	5 699	6 098
Съхранение на природен газ	5 200	953	1 020	1 050	1 082	1 158	1 239
Общи за разпределяне по видове дейности	1 950	2 142	2 292	2 361	2 432	2 602	2 784
<b>РАЗДЕЛ I. 3. Доставка на машини и оборудване</b>	8 000	7 500	8 000	8 300	8 800	9 000	9 500

### III. Пазарът на природен газ в региона

„Булгартрансгаз“ ЕАД представя подробно проучване относно развитието на пазара на природен газ в региона и очаквания ръст на консумацията на природен газ в съседните на България страни. Анализът се основава на очаквано повишено потребление, на действащите дългосрочни договори за доставки на природен газ от Руската Федерация по Балканското направление, на възможностите за доставки на природен газ от нови

източници по Южния газов коридор, както и на потенциала на местния добив. Направените допускания са с оглед плановете за изграждане на нови връзки между газопреносните системи на България с Турция, Гърция и Сърбия, доизграждане на инфраструктурата с Румъния, създаването на газоразпределителен център в България (хъб „Балкан“), както и с разширяването на газопреносната инфраструктура на дружеството, предвид адаптацията ѝ към значимите проекти в региона.

„Булгартрансгаз“ ЕАД подробно анализира пазарите на природен газ в съседните на България страни, очертавайки основните тенденции в развитието на регионалния газов пазар и обективните очаквания за ръст на консумацията на природен газ в региона.

Основни обстоятелства, свързани с българския пазар са наличието на един основен източник за доставки на природен газ – Руската Федерация и незначителния местен добив, което определя високата зависимост от един единствен доставчик. От друга страна, негативно влияние върху сигурността на доставките за страната се обуславя и от съществуването само на едно трасе за внос на природен газ от Русия през териториите на Украйна, Молдова и Румъния („Трансбалканския газопровод“).

В резултат на подадени ангажиращи заявки от ползватели на мрежата за пренос на природен газ е резервиран 100% от обявения в рамките на Фаза 3 от процедурата Open Season капацитет на българо-турската граница и 100% от обявения капацитет на българо-сръбската граница. След постигнатия положителен резултат в икономическия тест, „Булгартрансгаз“ ЕАД е взело окончателно инвестиционно решение за изграждане на допълнителната инфраструктура, включена в проекта „Разширение на газопреносната инфраструктура от българо-турската граница до българо-сръбската граница”, в съответствие с което сключва ангажиращи договори за капацитет с кандидати, подали ангажиращи оферти.

Към 2019 г. липсва необходимата инфраструктура – междусистемни връзки, съответно достъп до терминали за внос на втечен природен газ, чрез които да се диверсифицират газовите доставки за страната. Този проблем стои и пред редица други държави в региона и е ключова предпоставка за ускореното изграждане на планираните нови междусистемни връзки на България с Турция, Гърция и Сърбия, доизграждането на инфраструктурата с Румъния и свързаността със значими трансгранични проекти, както и проектите от „Южен газов коридор“.

„Булгартрансгаз“ ЕАД определя създаването на газоразпределителен център в България – хъб „Балкан“ като проект, който съществено ще повлияе върху газовия пазар. Проектът е получил подкрепа и одобрение от Европейската комисия (ЕК), а през м. ноември 2016 г. е подписан Меморандум за разбирателство между „Булгартрансгаз“ ЕАД и словашкия газов оператор „Eustream“, чрез който се разглежда възможността за координирано развитие на проекта за газов хъб, в съответствие с проекта „Eastring“ (транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния, България). В меморандума са отразени намеренията на двете страни за синхронизирана работа по двата проекта, с цел гарантиране сигурността на доставките на природен газ в региона на Централна и Югоизточна Европа и оказване на подкрепа за присъединяването и на други заинтересовани страни в процеса на развитие. За реализирането на хъб „Балкан“, а и за осигуряване на сигурност на доставките и покриването на сезонните колебания при търсенето на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда да разшири ПГХ „Чирен“.

През юли 2017 г. дружеството е подписало Меморандум за разбирателство с азербайджанската нефтена компания SOCAR, във връзка с бъдещото разширение на преносната мрежа и възможностите за транспортиране на допълнителни обеми азербайджански природен газ (извън договорените от Шах Дениз II) от Южния газов коридор, през територията на България до други европейски пазари.

Друг важен момент за обезпечаване на енергийната сигурност е подписаният през юли 2017 г., Меморандум за разбирателство относно реализацията на Вертикалния газов коридор между „Булгартрансгаз“ ЕАД (България), ICGB AD (България), DESFA S.A. (Гърция), FGSZ LTD (Унгария) и SNTGN TRANSGAZ S.A. (Румъния), имащ за цел анализирането на възможността за изграждане на необходимата газопреносна



инфраструктура, осигуряваща двупосочен пренос на природен газ до транзитните държави и до европейския пазар от Гърция през България и Румъния до Унгария.

„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 източниците от Южния газов коридор. Ще бъдат създадени и благоприятни условия за диверсификация и съответно намаляване на енергийната зависимост.

#### **IV. Описание на ключови проекти:**

##### ***1. Изграждане на регионален газов хъб в България – газов хъб „Балкан”***

Концепцията за изграждане на газоразпределителен център (хъб) на територията на България е основана на идеята в определена реална физическа точка в района на гр. Варна да постъпват от различни източници значителни количества природен газ за последващо транспортиране, като в същото време в тази точка се организира и място за търговия с природен газ – хъб, където всеки пазарен участник би могъл да извършва сделки с природен газ на пазарен принцип. Идеята за изграждането на регионален газов център е подкрепена със стратегическото географско разположение на България, добре развитата съществуваща газова инфраструктура за пренос и съхранение и с проектите за изграждане на междусистемни връзки с Турция, Гърция и Сърбия и доизграждане на инфраструктурата с Румъния.

Концепцията за изграждане на газов хъб „Балкан” е включена в списъка с проекти от „общ интерес” на Европейската комисия от 18 ноември 2015 г., съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 година относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура (Регламент (ЕС) № 347/2013). В списъка този проект фигурира под номер ПОИ 6.25.4 в клъстер 6.25., включващ алтернативни проекти за доставки на природен газ от нови източници и по нови маршрути до Централна, Източна и Югоизточна Европа. Под същият номер и наименование, проектът е включен и в публикувания на 23 ноември 2017 г. трети списък с проекти от „общ интерес” на ЕК.

Концепцията за газов хъб „Балкан” включва в себе си няколко ключови елемента, които в своята съвкупност формират проекта: нови източници на природен газ; оптимално използване на съществуващите газопреносни мрежи и ПГХ „Чирен”; модернизация и разширение на съществуващата инфраструктура; нова инфраструктура за газовия хъб.

Във връзка с необходимостта от провеждане на детайлно предпроектно проучване е одобрено безвъзмездно съфинансиране на стойност до 920 500 евро (50% от общата стойност на проекта) по програма „Механизъм за свързване на Европа“ (CEF Call 2016-2) за „Предпроектно проучване за проекта газов хъб „Балкан”. На 15.03.2018 г. между „Булгартрансгаз” ЕАД и избраният консорциум ДЗЗД „АФ-ЕМГ Консулт” е подписан договор за изготвяне на предпроектно проучване за газов хъб „Балкан”. Стойността на подписания договор е в общ размер на 2 327 437 лв.

Проектът „*Разширение на газопреносната инфраструктура от българо-турската граница до българо-сръбската граница*” е част от концепцията за газов хъб „Балкан”. Изпълнителят е разработил предпроектното проучване на база заявките на потенциалните ползватели, прогнозите за търсене на целевите пазари и на база допускания за възможни нови източници и трасета за доставка на газ. Резултатите показват необходимостта от разширение на съществуващата газопреносна система и неотложната нужда от реализацията на цялостната концепция за газов хъб „Балкан”. Инфраструктурата на газовия хъб ще свърже пазарите на природен газ на България, Гърция, Румъния, Унгария, Сърбия, Хърватия, Словения, Австрия, Германия, Италия, Молдова и др. Като основни източници за хъба се разглеждат руски природен газ, местен добив от България и Румъния, природен газ от Южния газов коридор.

На 27.11.2018 г. от членовете на експертния технико-икономически съвет на „Булгартрансгаз” ЕАД е взето решение за приемане на представения окончателен доклад за „Предпроектно проучване за газов хъб „Балкан”. Предпроектното проучване за газов хъб „Балкан” е успешно изпълнено в срока на грантовото споразумение 04.12.2018 г.

## ***2. Eastring–България***

Eastring–България е подпроект на проекта „Eastring”, който е проект за изграждане на транспортен коридор през териториите на Словакия, Унгария, Румъния и България, осигуряващ възможност за двупосочни доставки на природен газ от алтернативни източници. Концепцията Eastring, разработена на този етап и включена в обществения Десетгодишен план за развитие на мрежите на ENTSOG за периода 2017 – 2026 г., предвижда проектът да се развива съвместно и координирано от газопреносните оператори на Словакия, Унгария, Румъния и България. „Булгартрансгаз” ЕАД е дружеството, ангажирано за реализацията на българския участък от Eastring.

Изпълнението на „Предпроектно проучване за проекта Eastring” е започнало през 2017 г. със срок за изпълнение 1 година. След неговото завършване, резултатите са представени официално пред заинтересованите страни на 20.09.2018 г. в Братислава, Словакия. Проучването показва, че двупосочният газопровод с диаметър 1400 мм и работно налягане от 100 бара ще има капацитет до 20 bcm на година на първия етап, с потенциално повишаване до 40 bcm на година в следващата фаза. Капиталовите разходи за Фаза 1 на проекта са оценени на 2,6 млрд. евро. Ако бъде взето инвестиционно решение, новият газопровод ще започне да функционира през 2025 г.

## ***3. Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз” ЕАД в участъка от българо-турската до българо-сръбската граница***

В периода 21 юли – 21 август 2017 г. „Булгартрансгаз” ЕАД е изпълнило пазарно проучване относно търсенето на добавен (нов) капацитет Open Season, Фаза 1 (необвързващи прогнози за търсенето на добавен капацитет към/от съседните пазарни зони), на проекти за развитие и разширение на газопреносната инфраструктура към всички съседни пазарни зони. Фаза 2 на процедурата е проведена в периода 27 март – 27 април 2018 г. В резултат на получените заявки е идентифицирано неангажиращо, прогнозно търсене на добавен капацитет в посока от България към Сърбия с входна точка Турция и начален период, заявен от ползвателите - газова година 2019/2020. На 21 декември 2018 г. „Булгартрансгаз” ЕАД е стартирало провеждането на ангажиращата Фаза 3 от процедурата Open Season на „Проект за развитие и разширение на газопреносната система”. Ангажиращи оферти за участие във Фаза 3 на икономическия тест в предвидения за това срок 29 януари – 30 януари 2019 г. са подадени от трима кандидати. Фаза 3 на икономическия тест е с положителен резултат. С подадените ангажиращи заявки от ползвателите е резервиран 100% от обявения в рамките на Фаза 3 от икономическия тест капацитет на българо-турската граница и на българо-сръбската граница.

След постигнатия положителен резултат в икономическия тест, „Булгартрансгаз” ЕАД е взело окончателно инвестиционно решение за реализиране на „Проект за развитие и разширение на газопреносната система”, в съответствие с което е сключило ангажиращи договори за капацитет с кандидатите, подали ангажиращи оферти. Прогнозните инвестиционни разходи на проекта възлизат на 2 767 115 441 лева (два милиарда седемстотин шестдесет и седем милиона сто и петнадесет хиляди, четиристотин четиридесет и един лева), без ДДС.

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 България; сигурност на доставките на природен газ за съседните балкански страни и региона, и откриване на допълнителни висококвалифицирани работни места.

С оглед въвеждането в експлоатация на всички подобекти през 2022 г. са обявени обществени поръчки по реда на ЗОП, като вече е успешно финализирана обществената поръчка за избор на изпълнител за: „Доставка на необходимите материали и оборудване, инвестиционно проектиране-фаза работен проект, изграждане и въвеждане в експлоатация на обект: „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз” ЕАД паралелно на северния (магистрален) газопровод до българо-сръбската граница”, етап: „Линейна част“.

#### **4. Междусистемни връзки**

*Междусистемна връзка България–Румъния (IBR)* - В края на 2016 г. е пусната в експлоатация реверсивната междусистемна връзка България–Румъния (IBR), която осигурява свързване на националните газопреносни мрежи на България и Румъния. С финализирането на проекта се постигна диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Румъния, използвайки планираните нови входни точки с Турция и Гърция и значителния свободен капацитет на газопреносната мрежа. Проектът е изпълнен съвместно от „Булгартрансгаз“ ЕАД и TRANSGAZ S.A., съгласно подписан Меморандум за разбирателство на 01.06.2009 г. Същевременно, за осигуряване на пълния проектен капацитет на доставки от Румъния към България е необходимо изграждането на компресорна станция на територията на Румъния (ангажимент на Румъния), с цел повишаване на налягането и осигуряване на физическа възможност за пренос на газ към България.

*Междусистемна газова връзка Турция–България (ITB)* - Междусистемната връзка Турция–България е проект за развитие на междусистемната свързаност на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД, България и BOTAS, Турция, чрез който да се осигури възможност за диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите, като по този начин да се повиши сигурността на доставките в региона и развитието на конкуренцията. ITB представлява нов сухопътен газопровод с дължина от около 200 км (приблизително 75 км от които на българска територия), с капацитет от 3 млрд. м<sup>3</sup>/г. Междусистемната връзка Турция–България е проект от „общ интерес“ съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013. През 2017 г. е проведена техническа среща между страните по проекта („Булгартрансгаз“ ЕАД и BOTAS, Турция), на която са били приети заключенията от предпроектното проучване. Реализацията на Междусистемната връзка Турция–България до голяма степен зависи от развитието на други проекти, както на „Булгартрансгаз“ ЕАД, така и международни такива. Въвеждането в експлоатация на проектите, част от Южния газов коридор, Междусистемната газова връзка Гърция–България както и на проекта „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД паралелно на северния (магистрален) газопровод до българо-сръбската граница“ може да осигури диверсификация на източниците на природен газ, доставящите партньори и маршрутите, без да са необходими инвестиции за реализацията на Междусистемната връзка Турция–България.

*Междусистемна газова връзка България–Сърбия (IBS)* - Междусистемната реверсивна газова връзка България–Сърбия има за цел свързване на националните газопреносни мрежи на България и Сърбия. Проектът е един от българските газови проекти от „общ интерес“, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013, като е включен в настоящия Трети списък с проекти от „общ интерес“.

С реализирането на проекта ще се постигне диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ за Сърбия, като се използват планираните нови входни точки с Турция и Гърция. Същевременно, в кризисна ситуация ще се използва за доставка на природен газ от Сърбия.

По данни от техническия проект, дължината на трасето София–Димитровград–Ниш е около 170 км, от които на българска територия около 61 км. Проектният минимален годишен капацитет на връзката е около 1.8 млрд. м<sup>3</sup>, а максималният е 3.2 млрд. м<sup>3</sup>. „Булгартрансгаз“ ЕАД предстои да проведе необходимите процедури за актуализация на проектната документация и привеждането ѝ в съответствие с актуалните нормативни изисквания, завършване на археологическите проучвания, придобиване на вещни права върху имотите за площадките към газопровода и учредяване на сервитут за линейната част на газопровода, изработване на работен проект, получаване на разрешение за строеж. С изменението на Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014–2020 г.“ „Булгартрансгаз“ ЕАД е допустим бенефициент за завършване подготвителните дейности за реализация на проекта. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на строежа е месец май 2022 г.

*Междусистемна газова връзка Гърция–България (IGB)* - Междусистемната газова връзка Гърция–България е обявена за проект от „общ интерес”, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013, като е включена в Трети списък с проекти от „общ интерес” и е първи в листата от общо приоритетни проекти в рамките на инициативата за междусистемна свързаност между страните от Централна и Югоизточна Европа CESEC. Предвижда се проектът да бъде въведен в експлоатация в края на 2020 г.

#### **5. Увеличаване на капацитета за съхранение на природен газ**

*Разширение капацитета на ПГХ „Чирен”* - Проектът за разширение на ПГХ „Чирен” се състои в поэтапно увеличаване на капацитета на газохранилището – по-големи обеми съхраняван газ, респективно повишени резервоарни налягания и постигане на по-големи дебити при добив и при нагнетяване. Изпълнението на проекта за неговото разширение цели, от една страна да бъдат създадени условия за гарантиране сигурността на доставките до българските и регионалните потребители, и от друга страна да се развие като търговско хранилище в един взаимосвързан регионален и общоевропейски пазар. Проектът е от „общ интерес”, съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013, като е включен в действащия Трети списък с проекти от „общ интерес”. През м. май 2016 г. са приключили дейностите по наземен газов анализ върху площта на Чиренската структура. В процес на изпълнение е предпроектно проучване „Провеждане на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура“, част от проект 6.20.2 Разширение на ПГХ „Чирен”, обхващащо изпълнението на следните дейности: провеждане на 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура; контрол на качеството при извършване на 3D полеви сеизмични проучвания и обработка на получените данни.

Размерът на безвъзмездните средства е 50% от стойността на проучването, до 3 900 000 евро. Предвижда се проучването да приключи през първата половина на 2020 г. Резултатите от него, както и от останалите извършени анализи и проучвания, ще служи като основа при определянето на окончателния вариант за разширение на ПГХ „Чирен” и на следващите стъпки, свързани с проектиране и строителство на наземни и подземни съоръжения. Очаква се строителството, както и въвеждането в експлоатация, да приключат до края на 2025 г.

*Възможности за нови газови хранилища в България* - За гарантиране сигурността на доставките и стимулиране либерализацията на газовия пазар, в 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. 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.

#### **6. 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*, подписан е договор за изготвяне на технически и работен проект, ПУП. Има издадено решение по ОВОС, като планираният срок за приключване на проекта е края на 2020 г.

- *газопроводно отклонение Панагюрище – Пирдоп*, изпълнено е предпроектно 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. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2020 г.

- *газопроводно отклонение до Свищов*, изпълнено е предпроектно проучване. Избран е проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС (при необходимост), като договорът е в процес на изпълнение. С решение на МРРБ е одобрен ПУП-ПП окончателна фаза. Изпълнява се проектиране на технически проект, с цел издаване на разрешение за строеж към края на 2019 г., изготвяне на работен проект и избор на изпълнител на строително-монтажните работи. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2020 г.

Предвидена е възможност за изграждане на *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, за гр. Баня и с. Калояново. С отклонението биха могли 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. Реализацията му зависи до голяма степен от оценката за неговата целесъобразност, като се отчита и социалния и икономическият ефект за региона и страната от реализирането му. „Булгартрансгаз“ ЕАД заявява, че при наличие на мотивирани и икономически обосновани проекти, същите ще бъдат включени в Прединвестиционната или Инвестиционната програми на Плана при последваща актуализация.

#### ***7. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и разширение на съществуващата 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); изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Девня, Бургас, Димитровград и Перник; подмяна на Преносен газопровод в участъка общостационална система (ОС) Беглеж – кранов възел (КВ) Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово (част от втора фаза на проект от общ интерес „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“); подмяна на Преносен газопровод в участъка ОС Вълчи дол – ЛКВ Преселка (Част от Втора фаза на ПОИ 6.8.2 „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“); 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; 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 „Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура“); намаляване на вибрациите в тръбната обвивка на газомоторни компресори (ГМК) и технологична линия от ГМК до II пясъчен демпфер в ПГХ „Чирен“; подмяна тръби на открит цикъл на ГМК; 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.

#### **V. Развитие на капацитета на газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в периода 2019–2023 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 съоръженията в периода.

Развитието на капацитета на газовата инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД в периода 2019–2023 г. е посочено в следващата таблица:

*Таблица № 6*

Към 1 януари, в MWh/d	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Национална газопреносна мрежа (НГПМ)					
Входен капацитет	314 856	336 251	483 543	637 193	637 193
Изходен капацитет	334 125	463 180	558 310	711 960	711 960
Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)					
Входен капацитет	667 319	1 301 558	1 301 558	1 301 558	1 301 558
Изходен капацитет	681 064	837 275	1 107 108	1 107 108	1 107 108

Планираните дейности в периода 2019–2023 г. целят осигуряване на необходимата инфраструктура, която да позволи приемане на потоци природен газ за пренос от и към различни региони. „Булгартрансгаз“ ЕАД счита, че ще осигури необходимия трансграничен капацитет, който да позволи разнообразие в посоките на движение на природен газ през мрежите. Реалната използваемост на този капацитет и конкретните направления на потоците ще са в пряка зависимост от очакванията за развитие на газовия пазар в Европа и страната.

Реализирането на всички проекти в Десетгодишния план ще допринесе за ефективността и развитието на общоевропейската газова мрежа. 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 България в значим регионален газов център.

#### **VI. Анализ на дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2018 г.:**

С писма с вх. № Е-15-45-13 от 01.04.2019 г. и с вх. № Е-15-45-16 от 22.04.2019 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило годишен доклад за дейността на дружеството и годишен финансов отчет за 2018 г.

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-15-45-17 от 15.05.2019 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи следната информация: прогнозните и отчетните данни за 2018 г. в изпълнението на прединвестиционна, инвестиционна и експлоатационна програма на Десетгодишния план за периода 2018 – 2027 г.; отчет за всяка неизвършена инвестиция по проект/и с взето инвестиционно решение, която е следвало да бъде завършена до края на 2018 г., заедно с обяснение за неизпълнението, ведно със съответните данни и документи в тази връзка.

С писмо с вх. № Е-15-45-17 от 22.05.2019 г. дружеството е представило изисканата информация, както следва:

Разпределението на вложените средства за 2018 г. в хил. лв. по видове лицензионни дейности е посочено в следващата таблица:

Таблица № 7

Разпределение на средства по лицензионни дейности за 2018 г.	Инвестиции План (хил. лв.)	Инвестиции Отчет (хил. лв.)	Изпълнение, %
Пренос по транзитна газопрепосна мрежа	58 742	26 849	46%
Пренос по национална газопрепосна мрежа	36 080	22 639	63%
Съхранение на природен газ	8 591	56	1%
Общи за разпределяне по видове дейности	2 812	56	2%
Доставка на машини и оборудване	16 992	6 833	40%
<b>Общо:</b>	<b>123 217</b>	<b>56 433</b>	<b>46%</b>

Общата стойност на усвоените средства за изпълнение на програмите за инвестиции за 2018 г. е в размер на 56 433 хил. лв., т.е. 46% изпълнение.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е представило следната информация:

1. Информация за проектите от одобрения от Комисията Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018 – 2027 г., с взето инвестиционно решение, предвидени за изпълнение за 2018 г., които са изпълнени или са преходни и изпълнението им продължава през 2019 г. Тези проекти и причините за неизпълнението са представени в таблица, ведно с документи, които го обосновават и са представени в Приложение № 1 към настоящия доклад. Дружеството посочва, че планираните за реализация през 2018 г. проекти, по които има неувоени инвестиции, в основната си част са с преходен характер и тяхното изпълнение, респективно инвестициите за тях, ще бъдат осъществени през 2019 г. или в следващите години.

2. Информация относно отпадането на проекти, които не са включени в Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019 – 2028 г., но са били включени в предходния план за периода 2018–2027 г.:

- Обект: КС „Кардам 2-собствен водоизточник за промишлени нужди - не е включен, тъй като е отпаднала необходимостта от реализацията на обекта;

- Обект: Възстановяване антикорозионното покритие на резервно захранване 20 kV на КС „Ихтиман“-ВЛ „Тракия“ - не е включен, тъй като е отпаднала необходимостта от реализацията на обекта;

- Обект: Преоборудване на горивните системи на 2 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 (КС „Кардам“ и КС „Странджа“) с нискоемисионни горивни камери и модернизация на САУ - изпълнението на обекта е в пряка зависимост и технологично обвързан с изпълнение на други обекти от системата за пренос на природен газ, които обстоятелства оказват влияние върху реализацията му. При изпълнение на обект „Извършване на инспекция V3 на газотурбинен двигател (ГТД) тип ТНМ 1304, състоящ се от газгенератор (ГГ) № 2055 и силова турбина (СТ) № 2056“ ще бъде възложено преоборудване на горивната система на същия газотурбокомпресорен агрегат (ГТКА) на площадката на КС Странджа. Преоборудването на горивните системи на останалите пет ГТКА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери и модернизация на системата за автоматично управление е предвидено в прединвестиционната програма за 2019–2021 г., с оглед вземане на техническо решение във връзка с предвиденото разширение на преносната мрежа;

- Обект: КС „Ихтиман“ - разширение на сграда ПЕБ - не е включен, тъй като е отпаднала необходимостта от реализацията на обекта;

- Обект: Профилактика на продуктивната зона на сондажи - обектът е включен с нов обхват в експлоатационната програма на дружеството за период 2019–2020 г.

3. Причини за повишаване на стойността на инвестицията на проект: „Модернизация на компресорни станции чрез интегриране на 4 броя газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) в 3 компресорни станции“ в Десетгодишния план за периода 2019–2028 г. спрямо инвестицията посочена в предходния план за периода 2018–2027 г. – дружеството посочва, че в Десетгодишния план за периода 2018–2027 г. е посочена необходимата инвестиция за периода 2018–2020 г., като тази за 2021 г. не е

включена в посочената стойност, тъй като същата не е била предмет на Годишната програма за прединвестиционна подготовка (ГПИП) 2018–2020 г. В действителност няма повишаване на стойността на инвестицията на проекта, но тъй като планираните за усвояване през 2018 г. средства са прехвърлени за усвояване през 2019 г. и е включена и стойността за 2021 г., то в ГПИП 2019–2021 г., респективно в Десетгодишния план за периода 2019–2028 г., е посочена общата стойност за изпълнение на проекта, която е и първоначално планираната на база предпроектно проучване, прието през 2017 г.

4. Информация за причините за несъответствие на началния срок за изпълнение на проект: „Модернизация на компресорни станции чрез интегриране на 4 броя газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) в 3 компресорни станции“, тъй като в Десетгодишния план за периода 2018–2027 г. е посочен 2018 г., а в Десетгодишния план за периода 2019–2028 г. е посочен 2016 г. Според „Булгартрансгаз“ ЕАД в Десетгодишния план за периода 2018–2027 г. като начален срок за изпълнение е посочена 2018 г., а в Десетгодишния план за периода 2019–2028 г. е посочена 2016 г., тъй като в срока за изпълнение е включен и срока за предпроектните проучвания, които са приети през 2017 г.

5. Причини, които налагат промяна на срока за изпълнение на посочените проекти спрямо посочения срок за изпълнение в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018–2027 г., според дружеството са следните:

- КС „Провадия“- склад с локални очистни съоръжения за свежо и отработено масло; КС „Кардам“-навес за двигатели на компресори и дървени контейнери с резервни части; КС „Ихтиман“-учебно-практически център; Обследване състоянието и изпълнение на ремонтни работи на покривите и бетонната площадка за технологичните съоръжения в КС „Провадия“; КС „Кардам“- аварияен дизел генератор; КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“- ремонт на сгради ел. проходна; Реконструкция на районното осветление на КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“. В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018–2027 г. е посочен период за изпълнение 2018–2019 г., а в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2019–2028 г. периодът за изпълнение е удължен с една година поради отлагане на част от дейностите за изпълнение на обектите;

- Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец“ и КС „Вълчи дол“ - Изпълнението на обектите включва изпълнение на различни подобекти, като в зависимост от приоритета на подобектите изпълнението на същите е предвидено в различни периоди. За част от подобектите има сключени договори, които са в процес на изпълнение, а за останалите предстои да бъдат провеждани процедури за възлагане на обществени поръчки;

- КС „Вълчи дол“-ремонт КРУ 6 kV - изпълнението на обекта е отложено във времето;

- 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 2020 г. и 2021 г.;

- Ремонт, модернизация и реконструкция на основни технологични инсталации и системи на ПГХ „Чирен“- намаляване на вибрациите в ГМК и технологичните линии от ГМК до II-ри пясъчен демпфер; подмяна тръби на закрит и открит цикъл на ГМК (като начален срок за изпълнение на проекта в Десетгодишния план за периода 2018–2027 г. е посочен 2018 г., а в Десетгодишния план за периода 2019–2028 г. е посочен 2016 г.). За проект: „Ремонт, модернизация и реконструкция на основни технологични инсталации и системи на ПГХ „Чирен“-намаляване на вибрациите в ГМК и технологичните линии от ГМК до II-ри пясъчен демпфер“ е изработен инвестиционен проект и има издадено разрешение за строеж. Предстои да се проведе процедура за възлагане на обществена поръчка за изпълнени на строително-монтажни работи за обекта, което е довело до промяна в срока. По отношение на проект: „Подмяна тръби на закрит и открит цикъл на ГМК“ са изпълнени дейности свързани с подобект „Закрит цикъл“, който е изграден и въведен в експлоатация, а за подобект „Открит цикъл“ е изработен инвестиционен проект,



издадено е разрешение за строеж и предстои да се проведе отново процедура за възлагане на обществена поръчка за изпълнение на строително-монтажни работи, тъй като през 2018 г. такава е провеждана и е прекратена. При съставянето на Десетгодишния план за периода 2019–2028 г. е отчетен периода на изпълнение и за подготвителните дейности за съответните обекти, а в Десетгодишния план за периода 2018–2027 г. подготвителните дейности не са включени;

- 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 2019–2021 г., респективно очакваният срок за изпълнение на дейностите, необходими за реализация на подобектите. Към момента на изготвяне на Десетгодишния план за периода 2019–2028 г. за някои от подобектите има сключени договори, които се изпълняват, а за други има обявени обществени поръчки и предстои сключване на договори;

- Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци - срокът е актуализиран, тъй като е сключен договор за изпълнение на етап 3: „Подмяна на преносен газопровод в участъка КВ Батулци-КВ Калугерово“, част от проект: „Подмяна на преносен газопровод в участъка ОС Беглеж-КВ Дерманци-КВ Батулци-КВ Калугерово“. С цел обезпечаване на газоподаването на потребителите в района на гр. Ботевград изпълнението на обекта е отложено;

- 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 2019–2021 г., респективно е актуализиран очакваният срок за изпълнение на дейностите, необходими за реализация на подобектите. Към момента на изготвяне на Десетгодишния план за периода 2019 – 2028 г. за някои от подобектите има сключени договори, които се изпълняват, а за други има обявени обществени поръчки и предстои сключване на договори;

- 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” - през 2018 г. е проведена обществена поръчка за възлагане изпълнението на проекта, която е прекратена на 16.11.2018 г. на основание чл. 110, ал. 1, т. 1 от ЗОП, тъй като в определения срок няма нито една подадена оферта. Предстои организирането, откриването и провеждането на нова обществена поръчка през 2019 г.;

- Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет - в обхвата на обект „Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет” е предвидена за изпълнение поръчка: „Доставка и внедряване на информационна система „Платформа за търговско диспечирание”. Обществената поръчка е обявена през месец ноември 2018 г. Решението за прекратяване на процедурата е обжалвано пред Комисия за защита на конкуренцията, като към настоящия момент няма произнасяне от компетентния орган;

- Изграждане на нови ГИС и АГРС–КВ, 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 2019-2021г., 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 обекта;

6. Проектът „Преоборудване на горивните системи на 1 брой ГТА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери и модернизация на САУ“ е с променен обхват, тъй като е в пряка зависимост и технологично обвързан с изпълнение на други обекти от системата за пренос на природен газ, които обстоятелства оказват влияние върху реализацията му.

При изпълнение на обект „Извършване на инспекция V3 на газотурбинен двигател (ГТД) тип ТНМ 1304 състоящ се от газгенератор (ГГ) № 2055 и силова турбина (СТ) № 2056“ ще бъде възложено преоборудване на горивната система на същия газотурбокомпресорен агрегат (ГТКА) на площадката на КС Странджа.

### **Финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017 – 2018 г.**

Финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017 – 2018 г. е разгледано и анализирано въз основа на представените от дружеството годишни финансови отчети, като данните за 2018 г. са съпоставени с данните за 2017 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 границите с Гърция, Турция, Македония и „съхранение на природен газ“, както и от балансиране. Допълнително, в стойността на приходите за пренос на природен газ до трети страни, се включва и сумата от непаричното възнаграждение под формата на безвъзмезден газ от клиент ООО „Газпром экспорт“. Във връзка с Правилата за балансиране на пазара на природен газ, „Булгартрансгаз“ ЕАД, в качеството му на балансатор, извършва търговско балансиране на пазара на природен газ, подадено от даден ползвател на газопреносната мрежа на входните точки и количеството природен газ, изтеглено от този ползвател през изходните точки на мрежата. Дружеството реализира приходи от балансиране, съответстващи на балансовите зони на газопреносните мрежи на територията на Република България.

Общата структура на приходите включва нетни приходи от продажби и финансови приходи. Общият размер на реализираните приходи от дружеството за 2018 г. възлиза на 399 201 хил. лв., като е отчетено увеличение спрямо 2017 г. от 7,76% или 28 763 хил. лв.

**Сравнението на приходите на дружеството за 2017 г. и 2018 г. е представено в следващата таблица:**

*Таблица № 8*

<b>Показатели</b>	<b>2017 г. хил. лв.</b>	<b>2018 г. хил. лв.</b>	<b>Изменение в %</b>
Приходи от пренос на природен газ до страната	70 584	84 604	19,86%
Приходи от пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Македония	207 378	202 894	-2,16%
Приходи от съхранение на природен газ	5 208	5 228	0,38%
Приходи от балансиране	6926	13 215	90,80%
Други приходи от дейността, в т.ч.:	72 518	66 887	-7,76%
-приходи от финансиране	10 059	6 570	-34,69%
<b>Нетни приходи от продажби</b>	<b>362 614</b>	<b>372 828</b>	<b>2,82%</b>
Финансови приходи	7 824	26 373	237,08%
<b>Общо приходи</b>	<b>370 438</b>	<b>399 201</b>	<b>7,76%</b>

Нетните приходи от продажби включват приходи от: пренос на природен газ до страната, пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Македония, съхранение на природен газ, балансиране и други приходи от дейността (включващи и приходи от природен газ за технологични нужди).

През 2018 г. нетните приходи от продажби представляват 93,39% от общия размер на приходите и са в размер на 372 828 хил. лв. или увеличение с 2,82% спрямо тези през 2017 г.

В нетните приходи от продажби с най-голям относителен дял от 54,42% през 2018 г. имат приходите от пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Македония, възлизащи на 202 894 хил. лв. Намалението на тези приходи с 2,16% спрямо 2017 г. се

дължи на пренесените по-малко количества природен газ и на по-ниския курс на щатския долар.

Относителният дял на приходите от пренос на природен газ до страната в нетните приходи от продажби през 2018 г. е 22,69%, като са реализирани приходи с 14 020 хил. лв. повече в сравнение с реализираните през 2017 г. Увеличението от 19,86% е вследствие на въведения входно-изходен тарифен модел от 01.10.2017 г.

Относителният дял на приходите от съхранение на природен газ през 2018 г. е 1,40% от нетните приходи от продажби, като тези приходи са в размер на 5228 хил. лв., или незначително увеличение от 0,38% спрямо отчетените през 2017 г.

През 2018 г. са реализирани приходи от балансиране в размер на 13 215 хил. лв., които са в резултат на условията по сключени нови договори за пренос на природен газ, във връзка с въведения от 01.10.2017 г. входно-изходен тарифен модел. Относителният дял на тези приходи е 3,54% от нетните приходи от продажби.

Другите приходи от дейността, които представляват 17,94% от нетните приходи от продажби, са с 5631 хил. лв. по-малко през 2018 г. спрямо 2017 г. Намалението се дължи основно на отчетените приходи от финансиране, които са с 34,69% по-малко от реализираните през 2017 г. В други приходи е осчетоводен и безвъзмездния горивен газ, предоставен по дългосрочния договор за пренос в размер на 58 695 хил. лв., което е намаление с 3,54% или 2153 хил. лв. или спрямо 2017 г. Този газ се използва основно за гориво на компресорните станции по газопроводната система за пренос до границите с Гърция, Турция и Македония и не носи реален приход на дружеството. При елиминиране на приходите от безвъзмездния газ, отчетени през 2017 г. и 2018 г. се забелязва, че приходите от продажби за 2018 г. са по-високи от отчетените през 2017 г. с 12 367 хил. лв. (4,10%), което е в резултат на реализираните по-високи приходи от пренос до клиенти в страната и приходи от балансиране.

В общия обем приходи от дейността на дружеството са включени и финансовите приходи, които се увеличават с 237,08% спрямо отчетените през 2017 г. или с 18 549 хил. лв. Увеличението се дължи на по-високите приходи от промяна на валутния курс през 2018 г. Приходите от валутни курсови разлики не представляват реален паричен приход, 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, други и финансови разходи. Оперативните разходи включват: технологични разходи за пренос на природен газ до клиенти в страната и до границите с Гърция, Турция и Македония, технологични разходи за съхранение на природен газ и разходи по икономически елементи.

Сравнението на разходите на дружеството за 2017 г. и 2018 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 9

Показатели	2017 г. хил. лв.	2018 г. хил. лв.	Изменение в %
<b>Технологични разходи</b>	<b>68 413</b>	<b>65 914</b>	<b>-3,65%</b>
за пренос на природен газ до клиенти в страната	5 923	5 642	-4,74%
за пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Македония	60 891	58 574	-3,81%
за съхранение на природен газ	1 599	1 698	6,19%
<b>Разходи по икономически елементи в т.ч.:</b>	<b>206 157</b>	<b>250 192</b>	<b>21,36%</b>
Разходи за материали	6 357	6 286	-1,12%
Разходи за външни услуги	7 253	7 573	4,41%
Разходи за амортизации	90 344	91 491	1,27%

Разходи за персонал	52 578	57 610	9,57%
Разходи за социално осигуряване	7 170	7 530	5,02%
Други разходи	42 455	79 702	87,73%
<b>Оперативни разходи</b>	<b>274 570</b>	<b>316 106</b>	<b>15,13%</b>
<b>Разходи в т. ч.: промени в наличностите на готова продукция и незавършено производство, себестойност на природен газ, вложен за балансиране и продадените стоки</b>	<b>8 720</b>	<b>13 155</b>	<b>50,86%</b>
<b>Финансови разходи</b>	<b>18 883</b>	<b>11 970</b>	<b>-36,61%</b>
<b>Общо разходи</b>	<b>302 173</b>	<b>341 231</b>	<b>12,93%</b>

Оперативните разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2018 г. са с 41 536 хил. лв. или с 15,13% повече в сравнение с отчетените през 2017 г. Увеличението на оперативните разходи се дължи на по-високите разходи по икономически елементи с 44 035 хил. лв. (21,36%), с изключение на разходите за материали, които намаляват в сравнение с 2017 г.

Технологичните разходи са в размер на 65 914 хил. лв. за 2018 г. или намаление с 2499 хил. лв. (3,65%) спрямо 2017 г. Намалението се дължи на по-малкото технологични разходи за пренос на природен газ до клиенти в страната и на по-ниските разходи за пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Македония.

Технологичните разходи за пренос на природен газ до клиенти в страната намаляват от 5923 хил. лв. за 2017 г. на 5642 хил. лв. за 2018 г. или намаление с 4,74%. Технологичните разходи за пренос на природен газ до границите с Гърция, Турция и Македония намаляват с 3,81% или с 2317 хил. лв. Технологичните разходи за съхранение са в размер на 1698 хил. лв. и са по-високи спрямо 2017 г. с 99 хил. лв. или с 6,19%.

Разходите по икономически елементи за 2018 г. представляват 79,15% от оперативните разходи и са в размер на 250 192 хил. лв. спрямо 206 157 хил. лв. за 2017 г. Увеличението от 21,36% се дължи на увеличението на всички разходи, с изключение на разходите за материали, които намаляват с 1,12% или с 71 хил. лв. Увеличението на разходите е, както следва: разходи за външни услуги - с 4,41%, разходи за амортизации - с 1,27%, разходи за персонал - с 9,57%, разходи за социално осигуряване - с 5,02% и други разходи - с 87,73%. Намалението на разходите за материали е в резултат на отчетените по-ниски стойности на разходите за електроенергия, вода и топлинна енергия с 6,46%, дължащи се на по-малкия брой отработени машиночасове от газо-компресорните агрегати в КС „Вълчи дол“. Отчетено е и намаление при разходите за основни материали с 4,69% и при други разходи за материали с 22,87%. Увеличението на разходите за външни услуги се дължи предимно на по-високите разходи за охрана и за консултантски услуги. Повишените разходи за охрана са в резултат на новите условия по сключения общ договор за дружеството. Отчетени са по-ниски разходи за ремонт с 35,82% или с 235 хил. лв., което е в съответствие с одобрената инвестиционна програма на дружеството, както и по-ниски разходи за абонаментен сервиз с 42 хил. лв. и разходи за реклама с 33 хил. лв. за 2018 г. Основна причина за увеличените разходи за амортизации е въвеждането на нови активи в експлоатация. Разходите за персонал и социално осигуряване възлизат на 65 140 хил. лв. през 2018 г. спрямо 59 748 хил. лв. за 2017 г. Другите разходи, като част от оперативните разходи, са в размер на 79 702 хил. лв. за 2018 г., като основна причина за увеличението им с 37 247 хил. лв. е наложената от Европейската комисия глоба на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на 77 068 000 евро за блокиране на достъпа на конкуренти до ключова газова инфраструктура в България, в нарушение на антитръстовите правила на Европейския съюз, според Решение по Дело АТ.39849 БЕХ-газ от 17.12.2018 г. Частта, която „Булгартрансгаз“ ЕАД трябва да изплати е в размер на 50 244 хил. лв. и представлява 1/3 от общия размер на глобата. Друга съществена причина за по-високите разходи в частта „други разходи за дейността“ е и размерът на обезщетението и разноските по арбитражно дело № 7/2017 г., предприето от страна на S.A.L.P. S.p.A – Италия срещу „Булгартрансгаз“ ЕАД, като всички извършени разходи са в размер на 1378 хил. лв. Претенцията е за обезщетение за вреди, произтичащи от забава при изпълнение на Договор № KIDSF-

GA14B-08 за „Изграждане на преносен газопровод високо налягане и автоматизирана газорегулираща станция в Силистра“ от 18.09.2012 г., ведно със законната лихва върху посочената сума, считано от датата на предявяване на иска, както и направените разноси по арбитражното дело. На 04.02.2019 г. Арбитражният съд осъжда „Булгартрансгаз“ ЕАД в размер на горепосочената сума.

Отчетени са и по-малки разходи за акциз, които са в размер на 5035 хил. лв. през 2018 г. спрямо 6152 хил. лв. през 2017 г. или намаление с 18,16%, което е в резултат на по-ниските разходи за технологични нужди.

Разходите за обезценка на вземанията намаляват от 19 140 хил. лв. за 2017 г. на 5352 хил. лв. за 2018 г. Те представляват обезценка на вземанията от „Корпоративна търговска банка“ АД (н) („КТБ“ АД), като за 2018 г. е извършена на база прието Решение на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД от Протокол на УС № 286/17.07.2018 г.

Отчетени са и по-малко разходи за глоби по нормативни актове и представителни цели с по 41 хил. лв. спрямо 2017 г., както и по-малко разходи за обучение и квалификация на персонала с 47,21%.

Финансовите разходи през 2018 г. намаляват с 36,61% спрямо 2017 г. или с 6913 хил. лв., което се дължи основно на отчетените по-ниски разходи за валутни курсови разлики. През 2017 г. финансовите разходи са били в размер на 18 883 хил. лв., а през 2018 г. са в размер на 11 970 хил. лв.

Общо разходите през 2018 г. се увеличават с 39 058 хил. лв. спрямо 2017 г. или с 12,93%.

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	2017 г. (хил. лв.)	2018 г. (хил. лв.)	Изменение, %
Нетекущи активи	1 775 881	2 117 121	19,22%
Текущи активи	564 824	660 665	16,97%
<b>Общо активи</b>	<b>2 340 705</b>	<b>2 777 786</b>	<b>18,67%</b>
<b>Собствен капитал</b>	<b>2 108 977</b>	<b>2 454 360</b>	<b>16,38%</b>
Нетекущи пасиви	197 884	284 461	43,75%
Текущи пасиви	33 844	38 965	15,13%
<b>Общо пасиви</b>	<b>231 728</b>	<b>323 426</b>	<b>39,57%</b>
<b>Общо собствен капитал и пасиви</b>	<b>2 340 705</b>	<b>2 777 786</b>	<b>18,67%</b>

Към края на 2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава общо активи в размер на 2 777 786 хил. лв., като стойността им се е увеличила с 437 081 хил. лв. или с 18,67% спрямо 2017 г.

Нетекущите активи представляват 76,22% от общата стойност на активите на дружеството. През 2018 г. стойността на нетекущите активи е в размер на 2 117 121 хил. лв., като се е увеличила с 341 240 хил. лв. или с 19,22% спрямо стойността им към края на 2017 г. Увеличението на стойността на нетекущите активи се дължи на изпреварващото увеличение на дълготрайните активи в частта имоти, машини и съоръжения, пред намалението на дългосрочните вземания от свързани лица, други дългосрочни вземания и нематериалните активи, спрямо отчетените през 2017 г. Намалението на дългосрочните вземания от свързани лица с 99,69% се дължи на сключено споразумение с „Булгаргаз“ ЕАД за изплащане на задълженията за предоставените услуги по пренос и съхранение на природен газ. Намалението на дългосрочните вземания в частта други с 5177 хил. лв. е в резултат на извършена обезценка на вземанията от обявената в несъстоятелност „КТБ“ АД, а намалението на нематериалните дълготрайни активи е с 11,40% за 2018 г., поради начислена амортизация на активите. Най-голям дял в нетекущите активи (75,59%) имат „имоти, машини, и съоръжения“, които са се увеличили с 20,40% в сравнение с 2017 г. или

с 355 693 хил. лв. В нетекущите активи в частта „Инвестиции в съвместно контролирани предприятия“ е включена стойността на придобити 3203 акции от капитала на „Булгартел“ ЕАД на обща стойност 3256 хил. лв.

Текущите активи се увеличават от 564 824 хил. лв. през 2017 г. на 660 665 хил. лв. в края на 2018 г., или увеличение с 16,97%, в резултат на увеличението на паричните средства и еквиваленти от 411 058 хил. лв. за 2017 г. на 517 922 хил. лв. за 2018 г. и на търговските и други вземания от 22 075 хил. лв. на 23 266 хил. лв. Материалните запаси намаляват с 6,30% от 111 904 хил. лв. на 104 852 хил. лв. Вземанията от свързани лица също бележат намаление и са в размер на 14 610 хил. лв. за 2018 г. Предплащанията за текущи активи остават непроменени и са в размер на 15 хил. лв., а краткотрайните активи в частта други намаляват с 684 хил. лв.

Общо дългосрочните и краткосрочни вземания от свързани лица на „Булгартрансгаз“ ЕАД възлизат на 14 636 хил. лв. към края на 2018 г. и бележат спад с 12 837 хил. лв. спрямо 2017 г. Дългосрочните вземания от свързани лица от 8385 хил. лв. през 2017 г. намаляват на 26 хил. лв. през 2018 г. или с 99,69%. Краткосрочните вземания от свързани лица от 19 088 хил. лв. за 2017 г. намаляват на 14 610 хил. за 2018 г., или с 23,46%.

Основните вземания са от „Булгаргаз“ ЕАД за предоставените услуги по пренос и съхранение на природен газ. Към края на 2018 г. те са в размер на 14 585 хил. лв. и представляват 99,65% от търговските вземания от свързани лица на дружеството. С цел намаляване на вземанията и подобряване на събираемостта, между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД е сключено споразумение за разсрочено плащане на натрупаните вземания за предоставени услуги, като е и подписан погасителен план. Към края на 2018 г. дългосрочните вземания от „Булгаргаз“ ЕАД са изцяло погасени.

Регистрираният капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД остава непроменен и е в размер на 874 524 хил. лв. и през 2018 г. Собственият капитал на дружеството е в размер на 2 454 360 хил. лв. и се е увеличил с 345 383 хил. лв. (16,38%) спрямо отчетения през 2017 г., в резултат от увеличението преоценъчен резерв и неразпределената печалба на дружеството. Натрупаният преоценъчен резерв към 31.12.2018 г. възлиза на 1 116 684 хил. лв. спрямо 830 555 хил. лв. за 2017 г. в резултат на извършена през 2018 г. преоценка на активите в частта „имоти, машини и съоръжения“ от лицензиран оценител. Формираният преоценъчен резерв през 2018 г. е в размер на 327 828 хил. лв. Съгласно политиката на дружеството, той се разпределя към неразпределената печалба ежегодно на база отчетените разходи за амортизация на преоценъчния резерв. Неразпределената печалба за 2018 г. е в размер на 327 875 хил. лв., увеличена с 54 257 хил. лв. в сравнение с 2017 г.

Нетекущите пасиви се увеличават от 197 884 хил. лв. за 2017 г. на 284 461 хил. лв. за 2018 г., или с 43,75%, което е в резултат от посоченото по-горе решение по дело АТ.39849 БЕХ-газ от 17.12.2018 г. В нетекущите задължения е вписана частта, която следва да плати „Булгартрансгаз“ ЕАД. Увеличението на нетекущите задължения се дължи и на по-големите отсрочени приходи от финансиране.

Текущите пасиви се увеличават от 33 844 хил. лв. през 2017 г. на 38 965 хил. лв. за 2018 г. или с 15,13%, в резултат на увеличените търговски и други задължения и на задълженията към свързани лица.

Задълженията към свързани лица (текущи и нетекущи) са в размер на 12 125 хил. лв. (219 хил. лв. дългосрочни задължения и 11 906 хил.лв. краткосрочни) към края на 2017 г. или увеличение с 9,19%.

**Сравнението на финансовите показатели за 2017 г. и 2018 г. е посочено в следващата таблица:**

*Таблица № 11*

Показатели	2017 г. отчет	2018 г. отчет
<b>Показатели за ликвидност</b>		
<i>Коефициент на обща ликвидност</i>	16,69	16,96

Коефициент на бърза ликвидност	13,38	14,26
<b>Показатели за рентабилност</b>		
Коефициент на рентабилност на приходите от продажби	0,20	0,15
Коефициент на рентабилност на собствения капитал	0,03	0,02
Коефициент на рентабилност на активите	0,03	0,02
<b>Показатели за ефективност</b>		
Коефициент на ефективност на разходите	1,36	1,16
Коефициент на ефективност на приходите	0,74	0,86
<b>Показатели за финансова автономност</b>		
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал	1,19	1,16
Коефициент на финансова автономност	9,10	7,59
Коефициент на задлъжнялост	0,11	0,13

Коефициентът на обща ликвидност от 16,69 за 2017 г. се увеличава на 16,96 за 2018 г. и показва колко лева от краткотрайните активи се падат на 1 лев текущо задължение. Високият коефициент на обща ликвидност осигурява добри възможности за погасяване на текущите задължения.

Коефициентът на бърза ликвидност е 13,38 за 2017 г. се увеличава на 14,26 за 2018 г., като показва нивото на най-ликвидната част от краткотрайните активи към краткосрочните задължения.

Коефициентът на рентабилност на приходите от продажби (печалба преди данъци/нетен размер на приходите от продажби) е 0,20 за 2017 г. и намалява на 0,15 за 2018 г.

Коефициентът на рентабилност на собствения капитал е 0,03 за 2017, като стойността му намалява на 0,02 за 2018 г.

Коефициентът на рентабилност на активите също е 0,03 за 2017 и стойността му намалява на 0,02 за 2018 г.

Коефициентът на ефективност на разходите е 1,36 за 2017 г. и намалява на 1,16 за 2018 г. Той показва, че при 1 лев разходи са реализирани 1,00 лв. приходи за 2018 г.

Коефициентът на ефективност на приходите е 0,74 за 2017 г. и се увеличава на 0,86 за 2018 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал е 1,19 за 2017 г. спрямо 1,16 за 2018 г. и показва, че дружеството разполага със свободен собствен капитал за инвестиции в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на финансова автономност от 9,10 за 2017 г. намалява на 7,59 за 2018 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 0,11 за 2017 г. се увеличава на 0,13 през 2018 г., като определя колко задължения са отчетени на 1 лв. собствен капитал.

**Сравнението на финансовите резултати за 2017 г. и 2018 г. е посочено в следващата таблица:**

**Таблица № 12**

Финансови показатели	2017 г. хил. лв.	2018 г. хил. лв.	Изменение в %
ЕБИТДА - печалба преди лихви, данъци и амортизации	169 668	135 058	-20,40%
ЕБИТ - печалба преди лихви и данъци	79 324	43 567	-45,08%
ЕВТ - печалба преди данъци	68 265	57 970	-15,08%
<b>Нетна печалба за периода</b>	<b>61 416</b>	<b>47 138</b>	<b>-23,25%</b>

**Въз основа на анализ на горепосочените показатели може да се направи извода, че финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД е стабилно, че дружеството е в състояние да продължава да изпълнява задълженията си съгласно чл. 170 от ЗЕ и разполага с финансови възможности да изпълни инвестиционната си програма.**

На основание чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ КЕВР провежда консултации с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата относно Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа по открит и прозрачен начин, като организира обществено обсъждане на плана. На заинтересованите лица се дава срок за представяне на становища и предложения, който не може да е по-кратък от 14 дни. След обществено обсъждане с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата Комисията извършва проучване дали десетгодишният план за развитие на преносната мрежа обхваща всички нужди от инвестиции, установени в процеса на консултации и дали той е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз.

**Предвид гореизложеното и на основание чл. 14 и чл. 81г, ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 113, ал. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката и чл. 43 и чл. 49 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, предлагаме Комисията да вземе следните**

#### **РЕШЕНИЯ:**

- 1. Да приеме настоящия доклад;**
- 2. Да определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019 – 2028 г., които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;**
- 3. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019 – 2028 г. всички заинтересовани лица – настоящи или бъдещи ползватели на мрежата;**
- 4. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019 – 2028 г.**

#### **Приложения:**

- 1. Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2019-2028 г.;**
- 2. Приложение № 1.**