



**РЕШЕНИЕ**

**№ ДПРМ - 1**

**от 25.07.2018 г.**

**КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**на закрито заседание, проведено на 25.07.2018 г., след като разгледа заявление с вх. № Е-15-45-15 от 30.04.2018 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД относно одобрение на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., доклад с вх. № Е-Дк-556 от 21.06.2018 г., както и събраните от проведено на 05.07.2018 г. обществено обсъждане и постъпилите становища, установи следното:**

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-45-15 от 30.04.2018 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобряване на Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 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. При изготвянето на десетгодишния план за развитие на преносната мрежа, 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 Общносттания 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 2018-2027 г. Комисията установи следното:**

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 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 № 268 от 13.04.2018 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 публикувал 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 13-26 април 2018 г. В заявлението си „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че в рамките на консултацията е постъпило едно становище от потенциален ползвател, като след анализ на целесъобразността му, не е направено изменение в Плана.

Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 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 2017 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, Македония и Сърбия. Представена е информация за пренесените количества природен газ в страната за периода 2008-2017 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 2016 г. и 2017 г.

Представен е сценарий за търсенето на капацитет и източници за задоволяване на търсенето на природен газ в България за периода 2018-2027 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 2018-2022 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 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 2022 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.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, предвидените за периода 2018-2027 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 2018-2020 г. – проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение, за които е взето решение (Таблица № 1);

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 2018-2027 г. (Таблица № 2);

3. Проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018-2027 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 2018-2020 г., за които е взето инвестиционно решение:

*Таблица № 1*

Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018-2020 г. по окупнени обекти	График за изпълнение
<b>I. РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕХАБИЛИТАЦИИ И ОСНОВНИ РЕМОНТИ в периода 2018-2020 г.</b>	
<b>1. Инвестиции за Компресорни станции</b>	
<b>1.1. Газопреносна мрежа за транзитен пренос</b>	
КС „Кардам 2 – собствен водоизточник за промишлени нужди; 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”; 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; КС „Кардам” – аварийен дизел генератор; Възстановяване антикорозионното покритие на резервно захранване 20 kV на КС „Ихтиман” – ВЛ „Тракия”; КС „Ихтиман” и КС „Петрич” – ремонт на сгради ел. проходна; Реконструкция на районното осветление на КС „Ихтиман” и КС „Петрич”; КС „Ихтиман” – разширение на сграда ПЕБ	2018-2019 г.
Основни ремонти на газотурбинни двигатели тип ДТ70П и АИ-336-2-8, планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304	2018-2019 г.
Модернизация на компресорни станции чрез интегриране на 4 броя газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) в 3 компресорни станции	2018-2021 г.
<b>1.2. Национална газопреносна мрежа</b>	
Модернизация на САУ на ГКА и общостанционна система на КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец”	2018 г.
Реконструкции и рехабилитации на КС „Полски Сеновец” и КС „Вълчи дол”	2018-2020 г.
КС „Вълчи дол” – ремонт КРУ 6 kV	2018-2019 г.
<b>2. Инвестиции на съществуващи АГРС</b>	
<b>2.1. Национална газопреносна мрежа</b>	
Реконструкция, преустройство и модернизация на АГРС, ГРС и ГИС: АГРС „Ловеч”, АГРС „Септември”, ГРС „София-4” Ивяняне”, ГРС „Разград 1”, ГРС „Добрич”, ГРС „Попово”, ГРС „Исперих” и др.	2018-2020 г.
Модернизация и мероприятия по привеждане на ГРС към автоматичен режим на работа и реконструкция и основни ремонти на АГРС	2018-2020 г.

<b>3. ПГХ „Чирен“</b>	
Реконструкция и рехабилитация на сондажи и наземни съоръжения – 3D поливи сеизмични проучвания; профилактика на продуктивната зона на сондажи; 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 П-ри пясъчен демпфер; подмяна тръби на закрит и открит цикъл на ГМК	2018-2019 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”	2018-2021 г.
<b>5. Транзитни газопроводи</b>	
Реконструкция на защитни съоръжения, възстановяване на земното покритие на Транзитния газопровод и ремонт на ОС „Стряма”	2018-2019 г.
Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци	2018-2019 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	2018-2019 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”	2018-2019 г.
<b>3. Инвестиции в спомагателни мрежи</b>	
Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет	2018-2019 г.
<b>III. ПРОЕКТИ ЗА ОСИГУРЯВАНЕ НА ВЪЗМОЖНОСТ ЗА ПОВИШАВАНЕ НА ТРАНСГРАНИЧНИЯ КАПАЦИТЕТ</b>	
Изграждане на лупинг на транзитен газопровод за Турция в участъка КС „Лозенец” - ОС „Недялско”	2018-2019 г.
<b>IV. 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, и 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”; ГИС „Чирпан”, и изкупуване на съществуващи активи за развитие на газовия пазар	2018-2020 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 2018-2027 г.:

**Таблица № 2**

<b>Инвестиции за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018-2027 г. по окрупнени обекти</b>	<b>График за изпълнение</b>
<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 газопрепосна мрежа	2019-2020 г.
Свързване с националната газопрепосна мрежа на Междусистемна газова връзка България – Сърбия (IBS)	2018-2019 г.
Междусистемна газова връзка Турция - България (ITB)	2018-2022 г.

Проекти за развитие на инфраструктура за пренос и съхранение на природен газ в периода 2018-2027 г., за които *предстои да бъде взето окончателно инвестиционно решение:*

*Таблица № 3*

<b>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</b>	<b>Прогнозен период на изпълнение</b>
<b>1. Газопрепосна мрежа за транзитен пренос на природен газ</b>	
Преоборудване на горивните системи на 4 броя ГТА тип ТНМ 1304/11 с нискоемисионни горивни камери	2019-2020 г.
<b>2. Национална газопрепосна мрежа</b>	
Мероприятия по изграждане на очистни съоръжения /пускови и приемни камери/ на газопроводни отклонения за Плевен и Пазарджик	2018-2020 г.
<b>3. Общи за разпределение</b>	
Газов хъб „Балкан”	2018 г.
<b>4. Съхранение на природен газ</b>	
Разширяване на капацитета на ПГХ „Чирен	2020-2024 г.

## **II. Инвестиционна програма за периода 2018-2027 г., съдържаща:**

Тригодишна инвестиционна програма за периода 2018-2020 г., включваща инвестиционни дейности, за които е взето крайно инвестиционно решение:

*Таблица № 4*

<b>Програма/Раздел</b>	<b>2018 г.</b>	<b>2019 г.</b>	<b>2020 г.</b>
	<b>ХИЛ. ЛВ.</b>	<b>ХИЛ. ЛВ.</b>	<b>ХИЛ. ЛВ.</b>
<b>ОБЩО Годишна програма за инвестиции</b>	154 867	160 258	143 638
<b>РАЗДЕЛ I. 1 – Изграждане на нови обекти</b>	23 240	52 576	26 207
<i>Газопрепосна мрежа за транзитен пренос</i>	14 219	6 611	75
Линейна част	11 881	267	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	70	811	75
Комуникационни и информационни системи	2 268	5 533 0	4 765
<i>Национална газопрепосна мрежа</i>	6 860	34 104	9 731
Линейна част	4 449	25 666	4 346
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	63	392	290
Комуникационни и информационни системи	703	7 108	4 220
АГРС и ГИС	1 646	938	875
<i>Съхранение на природен газ</i>	240	790	0
Сондажен фонд и шлейфи	180	300	0
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	60	490	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	1 921	11 071	16 401
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	393	6 015	16 401

Комуникационни и информационни системи	1 529	5 056	0
<b>РАЗДЕЛ I. 2 – Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</b>	114 595	100 182	109 431
<i>Газопреносна мрежа за транзитен пренос</i>	68 677	38 317	56 301
Линейна част	4 365	5 645	0
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	64 312	32 672	56 301
<i>Национална газопреносна мрежа</i>	37 179	53 473	50 630
Линейна част	32 692	45 209	45 820
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	3 616	4 930	3600
АГРС и ГИС	871	3 334	1300
<i>Съхранение на природен газ</i>	8 051	4 907	1 300
Комуникационни и информационни системи	700	0	0
Сондажен фонд и шлейфи	6 249	2 279	1 300
Основни технологични инсталации и системи, експлоатационно поделение	1 102	2 628	0
<i>Общи за разпределяне по видове дейности</i>	688	3 486	1 200
Линейна част	533	2 157	200
Компресорни станции, административни и експлоатационни райони	155	1 329	1000
<b>РАЗДЕЛ I. 3 – Доставка на машини и оборудване</b>	17 032	7 500	8000

Инвестиционна програма за периода 2021-2027 г., включваща задължителни инвестиционни дейности за осигуряване на капацитетни възможности на мрежите:

Таблица № 5

Програма/Раздел	2021 г. ХИЛ. ЛВ.	2022 г. ХИЛ. ЛВ.	2023 г. ХИЛ. ЛВ.	2024 г. ХИЛ. ЛВ.	2025 г. ХИЛ. ЛВ.	2026 г. ХИЛ. ЛВ.	2027 г. ХИЛ. ЛВ.
<b>ОБЩО Годишна програма за инвестиции</b>	<b>117 750</b>	<b>65 250</b>	<b>38 804</b>	<b>40 960</b>	<b>42 189</b>	<b>43 454</b>	<b>46 416</b>
<b>РАЗДЕЛ I. 1 – Изграждане на нови обекти</b>	<b>23 300</b>	<b>25 200</b>	<b>11 817</b>	<b>12 644</b>	<b>13 024</b>	<b>13 414</b>	<b>14 353</b>
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	3 750	4 600	4 013	4 294	4 423	4 555	4 874
Национална газопреносна мрежа	5 450	5 800	5 304	5 675	5 846	6 021	6 442
Съхранение на природен газ	12 000	12 500	0	0	0	0	0
Общи за разпределяне по видове дейности	2 100	2 300	2 500	2 675	2 755	2 838	3 037
<b>РАЗДЕЛ I. 2 – Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</b>	<b>85 950</b>	<b>31 550</b>	<b>18 987</b>	<b>20 316</b>	<b>20 926</b>	<b>21 553</b>	<b>23 063</b>
Газопреносна мрежа за транзитен пренос	40 500	12 900	11 200	11 984	12 344	12 714	13 604
Национална газопреносна мрежа	42 800	11 500	4 692	5 020	5 171	5 326	5 699
Съхранение на природен газ	800	5200	953	1019.71	1 050	1 082	1 158
Общи за разпределяне по видове дейности	1 850	1 950	2 142	2 292	2 361	2 432	2 602
<b>РАЗДЕЛ I. 3 - Доставка на машини и оборудване</b>	<b>8 500</b>	<b>8 500</b>	<b>8 000</b>	<b>8 000</b>	<b>8 240</b>	<b>8 487</b>	<b>9 000</b>

### 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“).

Към 2018 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 трансграничните 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 получи подкрепа и одобрение от Европейската комисия (ЕК), а през м. ноември 2016 г. се подписа 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 доведат до стабилна интеграция на газовия пазар, ще осигурят свързаност с газовите хъбове в Централна и Източна Европа, както и ще улеснят 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 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 920 500 евро 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. В рамките на проучването ще бъдат анализирани целевите пазари, търсенето и доставката на природен газ. Очаква се предпроектното проучване да приключи през втората половина на 2018 г. Резултатите от него ще бъдат представени пред заинтересованите страни в рамките на втора инвеститорска кръгла маса, която ще бъде проведена след като проучването бъде завършено и ще послужат като основа за вземане на решения относно реализирането и изграждането на газовия хъб „Балкан”.

##### **2. Eastring – България**

Eastring-България е подпроект на проекта „Eastring”. „Eastring” 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 общностния 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 ангажирано за реализацията на българския участък от Eastring. За територията на България за етап 1 от развитието на проекта (капацитет 570 GWh/ден) се предвижда да се изгради нов газопровод ДУ 1400 с дължина около 257 км от нова входно/изходна точка на българо-румънската граница до нова входно/изходна точка на външна граница на ЕС на територията на България, както и изграждане на нови компресорни мощности 88-90 MW. За етап 2 от развитието на проекта (капацитет 1140 GWh/ден) се предвижда допълнително изграждане на нови компресорни мощности. Предвидена е възможност за свързване на „Eastring” с мрежите на „Булгартрансгаз” ЕАД с входно/изходен капацитет 200 GWh/ден.

За изпълнението на проекта, през м. юни 2016 г. „Булгартрансгаз” ЕАД и „Eustream” са подписали Меморандум за разбирателство, съгласно който двете страни ще си сътрудничат при анализа на перспективите за развитие на газовите пазари, който трябва да установи очакваното търсене на капацитет от газопровода Eastring. През м. юли 2016 г. в гр. Братислава е подписан и Меморандум за разбирателство за проекта Eastring между Министерството на енергетиката на България и Министерството на икономиката на Словакия. Предстои провеждане на предпроектно проучване за проекта „Eastring”. То ще бъде изпълнено с финансовата подкрепа на програмата „Механизъм за свързване на Европа” (CEF). Действието, с наименование „Предпроектно проучване за проекта Eastring” е одобрено за финансиране през 2017 г. и за него е отпуснато финансиране в размер на 1 000 000 евро. През 2017 г. компанията Eustream подписа договор за изпълнение на предпроектното проучване, което ще бъде финализирано през м. юни 2018 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 изпълни 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. 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. Максималният дневен капацитет, който е заявен на входната точка от Турция е 567,84 GWh/d. Максималният дневен капацитет, който е заявен на българо-сръбската граница е 357,672 GWh/d. 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. Проектът е в ранна фаза на развитие. Посочената крайна дата за въвеждане в експлоатация на всички подобекти е на база завършени обобщени предварителни (прединвестиционни) проучвания за „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз” ЕАД в участъка от българо-турската граница до българо-сръбската граница”, които са приети. Очакваната година на въвеждане в експлоатация на всички подобекти е 2022 г.

### ***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 Трансгаз С.А., 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 уеднаквяване наляганията в газопреносните мрежи на двете страни.

#### *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. За изпълнение на прединвестиционно проучване през 2015 г. е получено безвъзмездно финансиране в размер до 190 000 евро по програмата Механизъм за свързване на Европа (CEF-Energy). През 2016 г. е извършено цялостно проучване на осъществимостта на проекта междусистемна връзка Турция – България, избран е вариант на трасе и са определени основните параметри на проекта. 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. Предстои да бъде обменена допълнителна техническа кореспонденция за окончателно уточняване параметрите и стойността на проекта на територията на Република Турция. Очакваният срок за изграждане и въвеждане в експлоатация на ITB е 2022 г.

#### *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 и се реализира от Министерство на енергетиката, в качеството му на бенефициент по процедура на директно предоставяне на безвъзмездна помощ в рамките на ОП „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика” 2007-2013 г. за дейностите, включени в Първа фаза на проекта.

По данни от техническия проект, дължината на трасето София – Димитровград – Ниш е около 170 км, от които на българска територия около 62,2 км, а мястото на включване на газопровода към газопреносната мрежа на „Булгартрансгаз” ЕАД е в района на Нови Искър. 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>. Строителството ще се реализира и финансира от Оперативна програма „Иновации и конкурентоспособност 2014-2020 г.”. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на строежа е края на 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. Според актуалния график на проекта, се очаква строителството да започне през първото тримесечие на 2018 г. и проектът да бъде въведен в експлоатация в началото на 2020 г.

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

#### *Разширение капацитета на ПХГ „Чирен”*

Проектът за разширение на ПХГ „Чирен” се състои в поетапно 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. 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. Предстои да бъдат изпълнени 3D полеви сеизмични проучвания върху площта на Чиренската структура.

На 23 октомври 2015 г. е подписано споразумение за безвъзмездно финансиране за „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 действието – до 3 900 000 евро. Предвижда се проучването да приключи през втората половина на 2019 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 2024 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 обаче 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: Разлог – Банско, газопроводно отклонение Панагюрище – Пирдоп, газопроводно отклонение до Свищов, както и газопроводно отклонение с автоматична газорегулираща станция (АГРС) до Сопот и Хисаря, което в етап на проучвателни дейности.

#### ***7. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и разширение на съществуващата газова инфраструктура:***

Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура; модернизация на съществуващите системи за автоматично управление на газокомпресорни агрегати и общостанционна система на компресорни станции КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“; изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения Девня, Бургас, Димитровград и Перник; изграждане на Транзитен газопровод за Турция (лупинг) в участъка КС „Лозенец“ – очистно съоръжение „Недялско“ (част от първа фаза на проект за Модернизация, рехабилитация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура); подмяна на Преносен газопровод в участъка общостанционна 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 обвръзка 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 2017-2021 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 2018-2022 г. е посочено в следващата таблица:

*Таблица № 6*

<b>Към 1 януари, в MWh/d</b>	<b>2018 г.</b>	<b>2019 г.</b>	<b>2020 г.</b>	<b>2021 г.</b>	<b>2022 г.</b>
<b>Зона Национална газопреносна мрежа (НГПМ)</b>					
Входен капацитет	276 292	276 292	373 116	559 508	559 508
Изходен капацитет	403 101	403 101	499 925	686 317	686 317
<b>Зона Газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)</b>					
Входен капацитет	663 227	663 227	663 227	694 275	694 275
Изходен капацитет	656 150	707 276	707 276	738 324	738 324

Планираните дейности в периода 2018-2027 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 обобщевропейската 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 2017 г.:**

С писма с вх. № Е-15-45-10 от 30.03.2018 г. и с вх. № Е-15-45-13 от 16.04.2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило годишен финансов отчет за 2017 г. и годишен доклад за дейността на дружеството.

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-15-45-15 от 10.05.2018 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи следната информация: прогнозните и отчетните данни за 2017 г. в изпълнението на прединвестиционна, инвестиционна и експлоатационна програма на Десетгодишния план за периода 2017-2026 г.; отчет за всяка неизвършена инвестиция по проект/и с взето инвестиционно решение, която е следвало да бъде завършена до края на 2017 г., заедно с обяснение за неизпълнението, ведно със съответните данни и документи в тази връзка. На дружеството е указано, че към отчета следва да бъдат описани изрично и проектите с изтекъл срок на изпълнение към края на 2017 г., които са включени за изпълнение в предложения за одобрение от КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г.

С писмо с вх. № Е-15-45-15 от 21.05.2018 г. дружеството е представило изисканата информация, както следва:

Разпределението на вложените средства за 2017 г. в хил. лв. по видове лицензионни дейности е посочено в следващата таблица:

**Таблица № 7**

Разпределение на средства по лицензионни дейности за 2017 г.	Инвестиции План (хил. лв.)	Инвестиции Отчет (хил. лв.)	Изпълнение, %
Пренос по транзитна газопреносна мрежа	43 897	36 412	83%
Пренос по национална газопреносна мрежа	21 586	10 979	51%
Съхранение на природен газ	8 765	4 086	47%
Общи за разпределяне по видове дейности	5 344	600	11%
Доставка на машини и оборудване	12 998	2 746	21%
<b>Общо:</b>	<b>92 590</b>	<b>54 823</b>	<b>59%</b>

Общата стойност на усвоените средства за изпълнение на програмите за инвестиции за 2017 г. е в размер на 54 823 хил. лв., т.е. 59% изпълнение.

С писмо с вх. № Е-15-45-15 от 21.05.2018 г. дружеството е представило информация за проектите от одобрения от Комисията Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г., с взето инвестиционно решение, предвидени за изпълнение за 2017 г., които са изпълнени или са преходни и изпълнението им продължава през 2018 г. Тези проекти са представени в таблица, приложение № 1 към настоящия доклад. Дружеството посочва, че планираните за реализация през 2017 г. проекти, по които има неуسوени инвестиции, в основната си част са с преходен характер и тяхното изпълнение, респективно инвестициите за тях, ще бъдат осъществени през 2018 г.

При сравнение на данните от одобрения Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. и данните от представения за одобрение Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г. се установяват следните нови проекти за развитие на инфраструктурата за пренос и съхранение на природен газ за периода 2018-2020 г., за които е взето инвестиционно решение, посочени в таблица № 1:

- „КС „Ихтиман” – разширение на сграда ПЕБ“ (т. I.1.1) – част от общ проект, включващ и дейности в: КС „Кардам 2, КС „Провадия”, КС „Ихтиман”, КС „Странджа”, КС „Петрич” с очакван размер на инвестицията - 12 112 хил. лв. (без ДДС) и графика за изпълнение 2018-2019 г.;

- „Модернизация на компресорни станции чрез интегриране на 4 броя газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА) в 3 компресорни станции“ (т. I, 1.1), с очакван размер на инвестицията - 118 487 хил. лв. (без ДДС) и график за изпълнение 2018-2019 г.;

- „КС „Вълчи дол” – ремонт КРУ 6 kV“ (т. I.1.2), с очакван размер на инвестицията – 1 365 хил. лв. (без ДДС) и график за изпълнение 2018-2019 г.;
- „Основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка Вълчи дол – КВ Преселка“ (т. I.1.4) – част от общ проект, включващ и дейности по подмяна на газопровод в участъка ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово, реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1“ и увеличаване на капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“ с очакван размер на инвестицията – 122 711 хил. лв. (без ДДС) и графика за изпълнение 2018-2021 г.;
- „Ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци“ (т. I.1.5), с очакван размер на инвестицията – 7 050 хил. лв. (без ДДС) и график за изпълнение 2018-2019 г.;

- *Интегрирана софтуерна платформа за резервоарно моделиране и симулиране на експлоатацията на подземния газов резервоар на ПГХ „Чирен” и внедряването ѝ с надлежен хардуер* (т. II.2) – част от общ проект, включващ и дейности по проектиране и изграждане на система за разделяне на пластови флуиди и продухвания на газ с очакван размер на инвестицията – 1 030 хил. лв. (без ДДС) и графика за изпълнение 2018-2019 г.

С писмо с вх. № Е-15-45-15 от 11.06.2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило допълнителна информация, изискана с писмо изх. № Е-15-45-15 от 05.06.2018 г. Видно от същата, проекти, посочени в таблица 1 от Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г., които са изпълнени през 2017 г. са:

- Изграждане на нов сондаж и шлейф към него – т. II.2.
- Проект „Възстановяване на работното налягане на газопроводно отклонение *Правец*“ – т. I. 1.4 от таблица 1 на Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. (част от общ проект, включващ и дейности по подмяна на газопровод в участъка ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово, реконструкция на газопроводно отклонение „Враца 1“ и увеличаване на капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“) е предвиден да се изпълнява на два етапа: 1-ви етап – изграждане на нов газопровод е изпълнен; 2-ри етап – изграждане на оптична мрежа към газопровода ще се изпълнява през 2018 г. Обектът е включен в Програмата за инвестиции и поддръжка 2018-2020 г., но тъй като е с малка остатъчна стойност, не е посочен в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е представило проекти от Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. (посочени в таблица № 1), които не са включени в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., съответно в Програмата за инвестиции и поддръжка 2018-2020 г., поради отпаднала необходимост от реализацията им:

- *Препрограмиране на промишлени контролери в КРУ 0,4/20 на компресорни станции* - т. I.1.1 (част от общ проект, включващ и дейности в: КС „Кардам 2, КС „Провадия”, КС „Ихтиман”, КС „Странджа”, КС „Петрич”);
- *Реконструкция и модернизация на ГРС „Девня”* – т. I.2.1 (част от общ проект, включващ и дейности в АГРС „Ловеч”, АГРС „Септември”, ГРС „София-4” Ивяняне”, ГРС „Исперих”, ГРС „Разград 1”, ГРС „Добрич”, ГРС „Попово” и др.).

Видно от допълнителната информация, е взето решение да не бъде реализиран проект „Система за контрол на технологичните параметри на 8 бр. ГМК“ (т. II.2 от таблица 1 от Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г.) поради очаквана подмяна на машините с друг тип.

Посочени са следните проекти, при които е налице повишаване на стойността на инвестицията и причините за това:

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. I.1.1. (ред 1) е с очакван размер на инвестицията 12 112 хил. лв., а в Десетгодишния план за периода 2017-2026 г. (ред 1) инвестицията е 11 626 хил. лв. Нарастването на инвестицията се дължи на включена инвестиция за реализацията на обект: КС „Ихтиман“ – разширение на сграда ПЕБ;

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. I.1.1. (ред 2) е с очакван размер на инвестицията – 22 670 хил. лв., която е по-висока от предвидената инвестиция в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. (ред 2) - 19 501 хил. лв. Нарастването на инвестицията се дължи на планирани за ремонт двигател тип АИ-336-2-8 и извършване на инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304 за периода 2018-2020 г.;

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. I.1.3 (ред 1) е с очакван размер на инвестицията – 9 828 хил. лв., а в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. (ред 1) - 9 912 хил. лв., при усвоени през 2017 г. – 1 384 хил. лв. Нарастването на инвестицията се дължи на предвидени инвестиции за обект: „Профилактика на продуктивната зона на сондажи“ за усвояване през 2020 г.;

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. I.1.4 е с очакван размер на инвестицията – 122 711 хил. лв., която е по-висока от предвидената инвестиция в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. - 66 867 хил. лв. Нарастването на инвестицията се дължи на предвидени инвестиции за периода 2018-2020 г. за реализация на обект „Основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка Вълчи дол – КВ Преселка“ и предвидени инвестиции за усвояване през 2020 г. за обект „Подмяна на преносен газопровод в участъка ОС Беглеж – КВ Дерманци – КВ Батулци – КВ Калугерово“;

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. II.1 е с очакван размер на инвестицията – 6 411 хил. лв., която е по-висока от предвидената инвестиция в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. – 5 560 хил. лв. Актуализирани са прогнозните стойности за изпълнение на обектите в Програмата за инвестиции и поддръжка 2018-2020 г.;

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. II.3 е с очакван размер на инвестицията – 6 525 хил. лв., а в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. – 4 938 хил. лв., при усвоени през 2017 г. – 1 131 хил. лв. Актуализирана е прогнозната стойност за изпълнение на обекта в Програмата за инвестиции и поддръжка 2018-2020 г.;

- В Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г., проектът в Таблица 1, т. IV.1 е с очакван размер на инвестицията – 27 939 хил. лв., а в Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2017-2026 г. – 27 012 хил. лв., при усвоени през 2017 г. – 160 хил. лв. На база извършени предпроектни проучвания за обектите се налага извършване на спасителни теренни археологически проучвания – разкопки на локализиран археологически обект, за чието изпълнение са предвидени средства в Програмата за инвестиции и поддръжка 2018-2020 г.

### **Финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016-2017 г.**

Финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2016-2017 г. е разгледано и анализирано въз основа на представените от дружеството годишни финансови отчети, като данните за 2017 г. са съпоставени с данните за 2016 г.

#### **1. Анализ и динамика на структурата на приходите**

Основните приходи на дружеството са от лицензионните дейности „пренос на природен газ“ по национална газопреносна мрежа и по газопреносна мрежа за транзитен пренос и „съхранение на природен газ“. Допълнително, като приход в отчета за всеобхватния доход е записана стойността на използвания природен газ за технологични нужди за целите на транзитния пренос, който се получава безвъзмездно от ползвателите на мрежата, за които се извършва транзитен пренос. В тази връзка, в годишните финансови отчети природният газ за технологични нужди е представен и в приходната, и в разходната част. За предоставения безвъзмезден природен газ ООО „Газпром экспорт“ ежесечно издава фактура с нулева стойност. Само за митнически и



счетоводни цели, този газ се остойносттава по цена на входа на газопреносната мрежа, утвърдена на обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД от КЕВР.

Общата структура на приходите включва нетни приходи от продажби и финансови приходи. Общият размер на реализираните приходи от дружеството за 2017 г. възлиза на 370 438 хил. лв., като е отчетено увеличение спрямо 2016 г. от 7,67% или 26 378 хил. лв.

**Сравнението на приходите на дружеството за 2016 г. и 2017 г. е представено в следващата таблица:**

*Таблица № 8*

Показатели	2016 г. хил. лв.	2017 г. хил. лв.	Изменение в %
Приходи от пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа	60 404	70 584	16,85%
Приходи от транзитен пренос на природен газ	207 547	207 378	-0,08%
Приходи от съхранение на природен газ	3 994	5 208	30,40%
Приходи от безвъзмезден газ	54 328	60 848	12,00%
Приходи от балансиране	318	6 926	2 077,99%
Други приходи от дейността	4 874	11 670	139,43%
<b>Нетни приходи от продажби</b>	<b>331 465</b>	<b>362 614</b>	<b>9,40%</b>
Финансови приходи	12 595	7 824	-37,88%
<b>Общо приходи</b>	<b>344 060</b>	<b>370 438</b>	<b>7,67%</b>

Нетните приходи от продажби включват приходи от: пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа, транзитен пренос на природен газ, съхранение на природен газ, природен газ за технологични нужди за целите на транзитния пренос, балансиране и други приходи от дейността.

През 2017 г. нетните приходи от продажби представляват 97,89% от общия размер на приходите и са в размер на 362 614 хил. лв. или увеличение с 9,40% спрямо тези през 2016 г. В стойността на нетните приходи от продажби е осчетоводен и безвъзмездния горивен газ, предоставен по дългосрочния договор за транзитен пренос в размер на 60 848 хил. лв., като увеличението е с 6520 хил. лв. или 12,00% спрямо 2016 г. Този газ се използва основно за гориво на компресорните станции по газопровода за транзитен пренос и не носи реален приход на дружеството.

При елиминиране на приходите от безвъзмездния газ, отчетени през 2016 г. и 2017 г. се забелязва, че приходите от продажби за 2017 г. са по-високи от отчетените през 2016 г. с 24 629 хил. лв. (8,89%), като увеличението се наблюдава при приходите от всички лицензионни дейности на дружеството, с изключение на приходите от транзитен пренос.

Най-голям относителен дял от 57,19% в нетните приходи от продажби през 2017 г. имат приходите от транзитен пренос на природен газ, възлизащи на 207 378 хил. лв. Незначителното намаление на тези приходи с 0,08% спрямо 2016 г. се дължи на намаляване на валутния курс на лева към щатския долар.

Относителният дял на приходите от пренос на природен газ за страната в нетните приходи от продажби през 2017 г. е 19,47%, като са реализирани приходи с 10 180 хил. лв. повече в сравнение с реализираните през 2016 г. Увеличението от 16,85% е вследствие на по-големите количества пренесен природен газ, предназначен за национално потребление през 2017 г. в сравнение с пренесените през 2016 г.

Относителният дял на приходите от съхранение на природен газ през 2017 г. е 1,44% от нетните приходи от продажби, като тези приходи са в размер на 5208 хил. лв., или увеличение от 30,40% спрямо отчетените през 2016 г. Увеличението се дължи от

една страна на влязлото в сила от 01.04.2016 г. изменение на „План за действие при извънредни ситуации“, утвърден от министъра на енергетиката и от друга, на по-ефективното използване на капацитета за търговски цели.

През 2017 г. са реализирани приходи от балансиране в размер на 6926 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 1,91% от нетните приходи от продажби.

Другите приходи от дейността, които представляват 3,22% от нетните приходи от продажби, са се увеличили с 6796 хил. лв. през 2017 г. спрямо отчетените през 2016 г., което се дължи основно на по-високите приходи от финансиране.

В общия обем приходи от дейността на дружеството са включени и финансовите приходи, които намаляват с 37,88% спрямо отчетените през 2016 г. или с 4771 хил. лв. Намалението се дължи на по-ниските приходи от лихви през 2017 г., поради намаляване на лихвените нива на банковия пазар, както и на отчетените по-малко приходи от промяна на валутни и курсови разлики през 2017 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 по националната и транзитната газопреносни мрежи, технологични разходи за съхранение на природен газ и разходи по икономически елементи.

Сравнението на разходите на дружеството за 2016 г. и 2017 г. е посочено в следващата таблица:

Таблица № 9

Показатели	2016 г. хил. лв.	2017 г. хил. лв.	Изменение в %
<b>Технологични разходи</b>	<b>60 954</b>	<b>68 413</b>	<b>12,24%</b>
за пренос на природен газ до клиенти в страната	5 487	5 923	7,95%
за съхранение на природен газ	1 340	1 599	19,33%
за трансграничен пренос на природен газ	54 127	60 891	12,50%
<b>Разходи по икономически елементи в т.ч.:</b>	<b>200 746</b>	<b>206 157</b>	<b>2,70%</b>
<i>Разходи за материали</i>	<i>5 911</i>	<i>6 357</i>	<i>7,55%</i>
<i>Разходи за външни услуги</i>	<i>11 730</i>	<i>7 253</i>	<i>-38,17%</i>
<i>Разходи за амортизации</i>	<i>85 511</i>	<i>90 344</i>	<i>5,65%</i>
<i>Разходи за персонал</i>	<i>50 461</i>	<i>52 578</i>	<i>4,20%</i>
<i>Разходи за социално осигуряване</i>	<i>6 909</i>	<i>7 170</i>	<i>3,78%</i>
<i>Други разходи</i>	<i>40 224</i>	<i>42 455</i>	<i>5,55%</i>
<b>Оперативни разходи</b>	<b>261 700</b>	<b>274 570</b>	<b>4,92%</b>
<b>Разходи в т. ч.: от промени в салда на прод. и незавършено производство, себестойност на продадените стоки, себестойност на продадени стоки</b>	<b>494</b>	<b>8 720</b>	<b>1665,18%</b>
<b>Финансови разходи</b>	<b>8 135</b>	<b>18 883</b>	<b>132,13%</b>
<b>Общо разходи</b>	<b>270 329</b>	<b>302 173</b>	<b>11,78%</b>

Оперативните разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД за 2017 г. са с 12 870 хил. лв. или с 4,92% повече в сравнение с отчетените през 2016 г. Увеличението на оперативните разходи се дължи на увеличението, както на технологичните разходи с 7459 хил. лв.

(12,24%), така и на разходите по икономически елементи с 5411 хил. лв. (2,70%), с изключение на разходите за външни услуги, които намаляват в сравнение с 2016 г.

Технологичните разходи за пренос на природен газ по националната и транзитната газопреносни мрежи и за съхранение на природен газ са в размер на 68 413 хил. лв. или увеличение с 12,24% спрямо 2016 г. Увеличението се дължи на увеличението на технологичните разходи за лицензионните дейности.

Технологичните разходи за пренос на природен газ до клиенти в страната се увеличават от 5487 хил. лв. за 2016 г. на 5 923 хил. лв. за 2017 г., или увеличение с 7,95%. Технологичните разходи за съхранение са в размер на 1599 хил. лв. и са по-ниски спрямо 2016 г. с 259 хил. лв. или с 19,33%. Технологичните разходи за транзитен пренос се увеличават с 12,50% или с 6764 хил. лв.

Разходите по икономически елементи за 2017 г. представляват 75,08% от оперативните разходи и са в размер на 206 157 хил. лв. спрямо 200 746 хил. лв. за 2016 г. Увеличението от 2,70% се дължи на увеличението на всички разходи, с изключение на разходите за външни услуги, които намаляват с 38,17% или с 4477 хил. лв. Увеличението на разходите е, както следва: разходите за материали - с 7,55%, разходите за амортизации - с 5,65%, разходите за персонал - с 4,20%, разходите за социално осигуряване - с 3,78% и другите разходи - с 5,55%. Увеличението на разходите за материали се дължи на отчетените по-високи стойности на разходите за основни материали с 43,90% и на разходите за облекло с 93,18% спрямо 2016 г. Основна причина за увеличението на разходите за амортизации е въвеждането на нови активи в експлоатация. Разходите за персонал и социално осигуряване са по-високи от реализираните през 2016 г. в резултат на извършената актуализация на основната заплата в „Булгартрансгаз“ ЕАД, в съответствие с подписания Колективен трудов договор. Другите разходи, като част от оперативните разходи, са в размер на 42 455 хил. лв. за 2017 г. и се увеличават с 5,55% спрямо 2016 г., като основна причина е направена вноска в размер на 14 158 хил. лв. за фонд „Сигурност на електроенергийната система“, която е 5% от приходите за достъп, пренос и съхранение на природен газ, съгласно допълнение на чл. 36е, ал.1 от Закона за енергетиката в сила от 21.06.2016 г. Вноската през 2017 г. е със 7241 хил. лв. по-висока от направената през 2016 г. (6917 хил. лв.).

Отчетени са и по-големи разходи за акциз, които са в размер на 6152 хил. лв. през 2017 г. спрямо 5 085 хил. лв. през 2016 г. или увеличение с 20,98%.

Разходите за външни услуги за 2017 г. са в размер на 7253 хил. лв. и са с 38,17% по-ниски спрямо 2016 г., което се дължи основно на по-ниските разходи за инспекция на газопровод с 4409 хил. лв. Отчетени са и по-ниски разходи за консултантски услуги с 56,74%, както и разходите за наем, които от 173 хил. лв. през 2016 г. намаляват на 61 хил. лв. през 2017 г. По-ниски са и разходите за ремонт в сравнение с предходната година.

Разходите за обезценка на вземанията намаляват от 22 895 хил. лв. за 2016 г. на 19 140 хил. лв. за 2017 г. Те представляват обезценка на вземанията от „Корпоративна търговска банка“ АД (н), като през 2016 г. е извършена на база прието Решение на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД от Протокол на УС № 194/01.03.2017 г. През 2017 г. обезценката е извършена на база прието Решение на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД от Протокол на УС № 258/01.03.2018 г.

Финансовите разходи през 2017 г. се увеличават с 132,13% спрямо 2016 г. или с 10 748 хил. лв., което се дължи основно на реализираните по-високи разходи от промяна на валутните курсове. През 2016 г. финансовите разходи са били в размер на 8 135 хил. лв., а през 2017 г. са в размер на 18 883 хил. лв.

Общо разходите през 2017 г. се увеличават с 31 844 хил. лв. спрямо 2016 г. или с 11,78%.

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	2016 г. (хил. лв.)	2017 г. (хил. лв.)	Изменение, %
Нетекущи активи	1 815 766	1 775 881	-2,20%
Текущи активи	394 754	564 824	43,08%
<b>Общо активи</b>	<b>2 210 520</b>	<b>2 340 705</b>	<b>5,89%</b>
<b>Обща сума на капитал и резерви</b>	<b>2 040 040</b>	<b>2 108 977</b>	<b>3,38%</b>
Нетекущи пасиви	156 123	197 884	26,75%
Текущи пасиви	14 357	33 844	135,73%
<b>Общо пасиви</b>	<b>170 480</b>	<b>231 728</b>	<b>35,93%</b>
<b>Общо собствен капитал и пасиви</b>	<b>2 210 520</b>	<b>2 340 705</b>	<b>5,89%</b>

Към края на 2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава общо активи в размер на 2 340 705 хил. лв., като стойността им се е увеличила с 130 185 хил. лв. или с 5,89% спрямо 2016 г.

Нетекущите активи представляват 75,87% от общата стойност на активите на дружеството. През 2017 г. стойността на нетекущите активи е намаляла с 39 885 хил. лв. или с 2,20% спрямо стойността им към края на 2016 г. Понижението на стойността на нетекущите активи се дължи на намалението на дългосрочните вземания от свързани лица, други дългосрочни вземания и вземанията в частта на имоти, машини и съоръжения, спрямо отчетените през 2016 г. Намалението на дългосрочните вземания от свързани лица 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 190 140 хил. лв. е в резултат на извършена обезценка на вземанията от обявената в несъстоятелност „Корпоративна търговска банка“ АД. Най-голям дял в нетекущите активи (74,51%) имат „имоти, машини, и съоръжения“, които са намалели с 0,64% в сравнение с 2016 г. или с 11 270 хил. лв., в резултат на начислена амортизация. Балансовата стойност на нематериалните дълготрайни активи се увеличава от 4547 хил. лв. за 2016 г. на 8124 хил. лв. за 2017 г. Увеличението се дължи на финализирани през месец февруари 2017 г. договорни отношения във връзка с „Доставка и внедряване на Географска информационна система“ на стойност 5745 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 394 754 хил. лв. през 2016 г. на 564 824 хил. лв., в края на 2017 г., или увеличение с 43,08%, в резултат на увеличението на паричните средства и еквиваленти от 240 353 хил. лв. за 2016 г. на 411 058 хил. лв. за 2017 г., на материалните запаси, които се увеличават с 3,48% на 111 904 хил. лв., и други краткотрайни активи от 349 хил. лв. на 684 хил. лв. Търговските и други вземания намаляват с 3,13% от 22 788 хил. лв. на 22 075 хил. лв. Предплащанията за текущи активи намаляват от 17 хил. лв. на 15 хил. лв., и вземанията от свързани лица бележат намаление с 17,40% и са в размер на 19 088 хил. лв. за 2017 г.

Общо дългосрочните и краткосрочни вземания от свързани лица на „Булгартрансгаз“ ЕАД възлизат на 27 473 хил. лв. към края на 2017 г. и бележат спад с 20 346 хил. лв. спрямо 2016 г. Дългосрочните вземания от свързани лица от 24 709 хил. лв. през 2016 г. намаляват на 8385 хил. лв. през 2017 г. или с 66,06%. Краткосрочните вземания от свързани лица от 23 110 хил. лв. за 2016 г. намаляват на 19 088 хил. за 2017 г., или с 17,40%.

Основните вземания са от „Булгаргаз“ ЕАД за предоставените услуги по пренос и съхранение на природен газ, включително просрочените вземания. Към края на 2017 г. те са в размер на 27 209 хил. лв. и представляват 99,04% от вземанията от свързани лица на дружеството. Между „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгаргаз“ ЕАД е сключено

споразумение за разсрочено плащане на натрупаните вземания за предоставени услуги, като е и подписан погасителен план.

Регистрираният капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД от 841 414 хил. лв. за 2016 г. е увеличен на 874 524 хил. лв. за 2017 г., или с 3,94%. С Решение на Съвета на директорите на „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД) и разрешение на министъра на енергетиката, през 2017 г. капитала на дружеството е увеличен с 29 854 хил. лв., представляващи остатък от нетната печалба на дружеството за 2016 г. С Решение на Съвета на директорите на БЕХ ЕАД и разрешение на министъра на енергетиката капиталът на „Булгартрансгаз“ ЕАД е увеличен по реда на чл. 193 от Търговския закон чрез непарична вноска (апорт), представляваща 50% от акциите на „Булгартел“ ЕАД, собственост на БЕХ ЕАД. Непаричната вноска е за 3 хил. бр. акции на стойност 3256 хил. лв. Собственият капитал на дружеството е в размер на 2 108 977 хил. лв. и се е увеличил с 68 937 хил. лв. (3,38%) спрямо отчетения през 2016 г., в резултат от увеличението на основен капитал на дружеството, законовите резерви и неразпределената печалба на дружеството.

Нетекущите пасиви се увеличават от 156 123 хил. лв. за 2016 г. на 197 884 хил. лв. за 2017 г., или с 26,75%, като основно се дължи на увеличението на отсрочените приходи от финансиране. Текущите пасиви се увеличават от 14 357 хил. лв. през 2016 г. на 33 844 хил. лв. за 2017 г. или с 135,73%, в резултат на гаранциите по договор, сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, които са учредени съгласно сключени нови договори за пренос на природен газ, във връзка с въведения входно-изходен тарифен модел.

Задълженията към свързани лица (текущи и нетекущи) са в размер на 11 105 хил. лв. (243 хил. лв. дългосрочни задължения и 10 862 хил.лв. краткосрочни) към края на 2017 г.

**Сравнението на финансовите показатели за 2016 г. и 2017 г. е посочено в следващата таблица:**

*Таблица № 11*

Показатели	2016 г. отчет	2017 г. отчет
<b>Показатели за ликвидност</b>		
<i>Коефициент на обща ликвидност</i>	27,50	16,69
<i>Коефициент на бърза ликвидност</i>	19,96	13,38
<b>Показатели за рентабилност</b>		
<i>Коефициент на рентабилност на приходите от продажби</i>	0,24	0,20
<i>Коефициент на рентабилност на собствения капитал</i>	0,03	0,03
<i>Коефициент на рентабилност на активите</i>	0,03	0,03
<b>Показатели за ефективност</b>		
<i>Коефициент на ефективност на разходите</i>	1,33	1,36
<i>Коефициент на ефективност на приходите</i>	0,75	0,74
<b>Показатели за финансова автономност</b>		
<i>Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал</i>	1,12	1,19
<i>Коефициент на финансова автономност</i>	11,97	9,10
<i>Коефициент на задлъжнялост</i>	0,08	0,11

Коефициентът на обща ликвидност от 27,50 за 2016 г. намалява на 16,69 за 2017 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 19,96 за 2016 г. и намалява на 13,38 за 2017 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 0,24 за 2016 г. и намалява на 0,20 за 2017 г.

Коефициентът на рентабилност на собствения капитал е 0,03 за 2016, като стойността му се запазва и през 2017 г.

Коефициентът на ефективност на разходите е 1,33 за 2016 г. и се увеличава на 1,36 за 2017 г. Той показва, че при 1 лев разходи са реализирани 1,36 лв. приходи за 2017 г.

Коефициентът на ефективност на приходите е 0,75 за 2016 г. спрямо 0,74 за 2017 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал от 1,12 и показва, че дружеството разполага със свободен собствен капитал за инвестиции в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на финансова автономност от 11,97 за 2016 г. намалява на 9,10 за 2017 г. и показва степента на финансова независимост от ползване на чужди средства. Стойностите на коефициента над единица показват добра финансова автономност.

Коефициентът на финансова задължнялост е 0,08 за 2016 г., като стойността му се увеличава на 0,11 през 2017 г. Той определя колко задължения са отчетени на 1 лв. собствен капитал.

**Сравнението на финансовите резултати за 2016 г. и 2017 г. е посочено в следващата таблица:**

*Таблица № 12*

<b>Финансови показатели</b>	<b>2016 г. хил. лв.</b>	<b>2017 г. хил. лв.</b>	<b>Изменение в %</b>
ЕБИТДА - печалба преди лихви, данъци и амортизации	154 782	169 668	9,62%
ЕБИТ - печалба преди лихви и данъци	69 271	79 324	14,51%
ЕВТ - печалба преди данъци	73 731	68 265	-7,41%
<b>Нетна печалба за периода</b>	<b>66 342</b>	<b>61 416</b>	<b>-7,43%</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.

Резултатите от извършения анализ на представения със заявление с вх. № Е-15-45-15 от 30.04.2018 г. Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г. са отразени в Доклад с вх. № Е-Дк-556 от 21.06.2018 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 117 от 28.06.2018 г., т. 1. Съгласно чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ, на 05.07.2018 г. е проведено обществено обсъждане,

на което са присъствали представители на заявителя, на „Булгаргаз“ ЕАД и на Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК). Представителят на „Булгаргаз“ ЕАД не е направил предложения или възражения по доклада и по Десетгодишния план.

Представителят на БФИЕК е изразил становище, че капацитетът на съществуващата и на бъдещата газова инфраструктура трябва да бъде максимално оползотворен. В тази връзка счита, че операторът на газопреносна мрежа следва да изготви по-подробен анализ относно оползотворяването на капацитета на съществуващата национална газопреносна мрежа и относно бъдещите проекти, предвид възможността това да даде отражение върху цените за пренос и цените на капацитетните продукти. Във връзка с поставените цели за изграждане на газов хъб в България, за развиване на съоръженията за съхранение на природен газ и транзитиране на големи количества природен газ, БФИЕК подчертава, че е важна ангажираността на оператора по отношение достъпа на индустриалните площадки в България до преносна инфраструктура. В тази връзка предлага изграждането на преносни газопроводи в Централно Средногорие да бъде изрично посочено в ключовите проекти за нови газопроводи на територията на страната и свързването им със съществуващата газопреносна мрежа. Представителят на БФИЕК поставя и въпроса за осигуряване на достъп до съседните пазари на природен газ на Гърция и Румъния, което е важно с оглед очакванията на индустрията за възможност за пренос и доставки на природен газ от Румъния към България.

В КЕВР е постъпило становище с вх. № Е-15-59-3 от 16.07.2018 г. от „Ай Си Джи Би“ АД, в което дружеството възразява срещу представения Десетгодишен план в частта му, изключваща предвижданията на оператора за свързване на газопровод IGB в района на гр. Димитровград. „Ай Си Джи Би“ АД твърди, че при изготвянето на Плана за периода 2018-2027 г. дружеството не е търсено за информация, консултации или становище по него.“ На следващо място дружеството посочва, че „Булгартрансгаз“ ЕАД е идентифицирало газопровода IGB като ключов проект с основните му параметри, описани в т. 5.2.3. от Плана, като е предвидило инвестиция за присъединяването му към националната газопреносна мрежа, но от Приложение 1 е премахнато предвиждането на отклонение и свързване на газопровода към мрежата в района на гр. Димитровград, което е съществувало в Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2017-2026 г. В тази връзка предлага предвиждането на това отклонение да бъде включено в позиция № 2 по Приложение 1. От друга страна „Ай Си Джи Би“ АД посочва, че в процедурата по издаване на решение за освобождаване от задълженията за регулиран достъп на трети страни, дружеството е заявило точка на междусистемно свързване само в района на Стара Загора предвид липсата на резервиране на капацитет в друга изходна точка. В тази връзка дружеството твърди, че отклонението към Димитровград не е отпаднало от проекта и смята да го развива търговски и технически. С оглед изложеното „Ай Си Джи Би“ АД счита, че изграждането на това отклонение не е отпаднало и в Плана следва да бъде отчетена тази втора точка на междусистемно свързване със забележка, че същата не е окончателно съгласувана с оператора.

В КЕВР е постъпило становище с вх. № Е-15-57-25 от 16.07.2018 г. от „Овергаз Мрежи“ АД, в което дружеството предлага да бъде съкратен предвидения в Плана срок за реализация на проектите до 2022 г. чрез ускоряване на плановете за разширяване на работния обем и за увеличаване на дневния капацитет за добив на природен газ от ПГХ „Чирен“. „Овергаз Мрежи“ АД счита, че по този начин ще се постигне целта за изпълнение на европейския стандарт за изградена инфраструктура по отношение на мерките за сигурността на доставки на природен газ. Дружеството посочва, че липсва график за свързване между националната и транзитната газопреносни мрежи в повече точки, като създаването на такива връзки би повишило значително сигурността и капацитета за пренос през единна система. Според „Овергаз Мрежи“ АД, Планът не осигурява равноправен достъп до природен газ на нови общини и крайни потребители и

не изпълнява заложените в него цели, като в същия липсва и график за изграждане на магистрални газопроводни отклонения до общинските центрове на всички издадени лицензи. Дружеството посочва, че Планът не предвижда „Булгартрансгаз“ ЕАД да закупува магистрални газопроводни отклонения и АГРС, т.е. построената от газоразпределителни дружества газова инфраструктура ще продължи да бъде включена в регулаторната база на активите им. „Овергаз Мрежи“ АД счита, че Планът не предлага решение на проблема с измерване качеството на природния газ и не предвижда инсталиране на газ хроматографи след точките на смесване след всяка от седемте зони на преносната мрежа. Според дружеството, инсталирането ще гарантира точността на издадените от оператора сертификати за качеството на природния газ в отделните зони, на база на които се определя пренесеното от него количество природен газ, изразено в енергийни единици.

Във връзка с направените възражения и предложения по Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018-2027 г., операторът на газопреносна мрежа е изразил становище в писма с вх. № Е-15-59-3 от 20.07.2018 г., вх. № Е-15-45-15 от 20.07.2018 г. и с вх. № Е-15-57-25 от 20.07.2018 г.

След проучване и анализ на становищата на заинтересованите лица и на „Булгартрансгаз“ ЕАД КЕВР приема следното:

По отношение на повдигнатите въпроси в хода на проведеното обществено обсъждане следва да се отбележи, че разделянето на газопреносните мрежи на „Булгартрансгаз“ ЕАД на транзитна и национална мрежи е условно. От експлоатационна гледна точка те представляват единна структура, тъй като са технологично свързани при ГИС „Ихтиман“ и ГИС „Лозенец“ и през тях е възможно пренасяне на количества природен газ до ползвателите на двете мрежи. По отношение на географското разположение на съществуващите преносни трасета разделянето на национални и транзитни газопроводи също е условно, тъй като съществуват обособени територии, в които преноса на природен газ към лицензианти и крайни потребители на територията на Република България се осъществява по газопреносната мрежа за транзитен пренос. Голяма част трасетата и съоръженията са проектирани и изградени с цел създаване на възможност за частична взаимозаменяемост на участъци, чрез превключване на различни участъци при потенциално възникване на извънредни ситуации. Достъпът на трети страни до двете мрежи се осъществява по еднакви правила в рамките на общи процедури за разпределение на капацитет посредством RBP. По отношение на тарифите, приложими за газопреносната система, обединяваща двете мрежи, също се прилага единен регулаторен режим в съответствие с Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Дружеството посочва, че използваемостта на капацитета на националната газопреносна мрежа за 2017 г. варира през различните месеци от 29% до 63%, като средната използваемост на капацитета в годишен разрез е 47%. Очаква се повишаване на утилизацията на техническите капацитети на националната газопреносна мрежа, включително във връзка с присъединяване на нови крайни консуматори и повишаване на потреблението на природен газ в страната, с развитието на новите ключови проекти и във връзка с увеличение на трансграничния пренос в резултат от въвеждане в експлоатация на новите интерконекторни връзки и развитието на концепцията за газов хъб Балкан. Очаква се тенденцията за увеличение на утилизацията на техническите капацитети на входни и изходни точки на националната газопреносна мрежа да доведе до намаление на цените за достъп и пренос на входни и изходни точки/зони на мрежата и на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система като цяло.

Основен приоритет в дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД е да допринесе за развитието на газификацията в страната и да направи природния газ достъпен за крайните потребители. Централно място в плановете за развитие на газовата инфраструктура на дружеството е изграждането на нови газопроводни отклонения, газоизмервателни и газорегулиращи станции, осигуряващи възможност за присъединяване към газопреносните мрежи на нови потребители - общини,



разпределителни мрежи, население и промишлени консуматори. Същите са отразени в Десетгодишен план за развитие на мрежите за 2018-2027 г. По отношение на проекта за газификация на регион Централно Средногорие и искането на БФИЕК същият да бъде включен в ключовите проекти за нови газопроводи на територията на страната и свързването им със съществуващата газопреносна мрежа - Приложение 1, следва да се има предвид, че проектите за изграждане на нови газопроводни отклонения от съществуващата мрежа са приоритетни за „Булгартрансгаз“ ЕАД и са включени в раздел Описание на ключови проекти от Десетгодишния план за развитие на мрежите за периода 2018 – 2027 г. Те не са включени в Приложение 1 от Плана, тъй като в приложението са описани само проекти с трансграничен ефект, т.е. такива, които оказват влияние върху повече от една държава и спомагат за изпълнение на европейските цели за повишаване на диверсификацията, сигурността на доставките и пазарната интеграция. „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че по отношение на съществуващите затруднения за реализацията на този проект, са предприети всички необходими действия за отстраняване на забележките по отрицателните оценки в Доклад за оценка на въздействието върху околната среда и са предвидени всички мерки за надлежно отразяване на коментарите на компетентните органи.

Във връзка с повдигнатия въпрос за достъпа до газовите пазари на Гърция и Румъния и по-специално възможност за обратен поток от Румъния към България следва да се отбележи, че „Булгартрансгаз“ ЕАД е създадо условия за трансгранична търговия. На всички точки на междусистемно свързване се предлагат капацитетни продукти, както в права, така и в обратна посока, като на IP Кулата/Сидирокастро и IP Русе/Гюргево се осигурява твърд капацитет в обратна посока (физически реверс), докато на IP Негру Вода 1/Кардам се осигурява прекъсваем капацитет в обратна посока до размера на резервирания капацитет в правата посока (виртуален обратен пренос на търговска база). В този смисъл е осигурен достъп на търговците до газовите пазари на Гърция и Румъния и всеки търговец има възможност да търгува на регионалния пазар, в зависимост от приложимите национални условия за достъп и съобразно въведените лицензионни или регистрационни режими за дейността търговия с природен газ на съседните пазари.

Комисията приема възражението от „Ай Си Джи Би“ АД за неоснователно. „Булгартрансгаз“ ЕАД е отправило покана към всички заинтересовани страни да участват в организираната публична консултация, като изпратят своите предложения и коментари по Плана на електронен адрес до 26 април 2018 г. Следователно „Ай Си Джи Би“ АД е имало възможност да изложи възражения или да направи коментари в рамките на консултацията, но такива не са постъпили в оператора на газопреносна мрежа. По отношение на включване в Плана на втора точка на междусистемно свързване в района на гр. Димитровград следва да се има предвид, че представеният пред Комисията и пред националния регулаторен орган на Гърция проект за Междусистемна газова връзка Гърция-България (IGB) предвижда две физически точки за междусистемно свързване: една входна точка за междусистемно свързване с DESFA S.A. в Комотини и една изходна точка за междусистемно свързване с „Булгартрансгаз“ ЕАД в Стара Загора. На територията на Република България се предвижда изграждане на отклонения до района на градовете Кърджали и Димитровград, но точката на свързване, определена в района на село Загоре, община Стара Загора е единствената точка на междусистемно свързване на газопровода IGB на територията на България. Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, в условията за одобряване на междусистемната връзка като „Проект от общ интерес“ (PCI), както и в рамките на проведената Процедура за пазарен тест, предвиденото отклонение при гр. Димитровград е представяно като междинна точка за хранване на крайни потребители в гр. Димитровград със същия статут на предвиденото отклонение за гр. Кърджали. По същия начин, тези отклонения са посочени в рамките на описанието на проекта в т. 5.2.3. от Плана, но присъединяване в тези точки не е ангажимент на оператора.

По отношение на становището от „Овергаз Мрежи“ АД, следва да се имат предвид изложените по-горе аргументи във връзка с условното разделяне на мрежите и с

развитието на газовата инфраструктура в страната. „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че преди стартиране на инвестиционно намерение се извършва предварителен анализ, относно наличната и необходимата инфраструктура за конкретното географско положение и се съобразяват плановете на лицензиантите. На този етап инвестиционните плановете за развитие на газопреносната мрежа са съобразени с конфигурацията на газопреносната система в България и с бизнес плановете на лицензиантите за съответните обособени територии, при отчитане и на прогнозираните нива на потребление на природен газ. Реализирането на нови технологични връзки е обвързано преди всичко с оползотворяването на свободния капацитет за пренос през съществуващите такива. В тази връзка „Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че е извършвало проучвания и има готовност за своевременно пристъпване към реализация на допълнителни съоръжения при наличие на техническа и икономическа целесъобразност. Планираната година за пускане в експлоатация на съоръженията, обезпечавачи увеличаване на капацитетните възможности на ПГХ „Чирен“ и постигане на проектните параметри за работен обем и капацитети на нагнетяване и добив, е края на 2024 г. В краткосрочен план, именно с цел увеличаване на дневния капацитет за добив/нагнетяване, в края на 2017 г. е завършило прокарването и въвеждането в експлоатация на два нови наклонено-насочени експлоатационни сондажа. В тази връзка предстои да бъде увеличен максималния дневен капацитет за добив на 41,5 GWh/d (51,07 GWh/d краткосрочно при аварийни ситуации).

По отношение изкупуването на съоръжения съгласно § 4 от ПЗР на ЗЕ, следва да се отбележи, че тези дейности не са предмет на Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018 – 2027 г., доколкото се касае за изградени и функциониращи съоръжения, чието придобиване от оператора на газопреносна мрежа не следва да се разглежда в контекста на новопроектирани и изградени съоръжения с положителния им принос върху капацитета за пренос и за диверсификацията на маршрутите и източниците.

В изпълнение изискванията на чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ, Десетгодишният план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2018 – 2027 г. съдържа данните за основната инфраструктура за пренос, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години, данните за всички инвестиции, за които е взето решение, в т.ч. новите инвестиции, които трябва да бъдат направени през следващите три години и данните за графика за всички инвестиционни проекти. В Плана обаче не се конкретизират детайли и елементи на отделните проекти и същият не цели да обхване всички конкретни мерки, които се предприемат от дружеството в оперативен порядък за развитие и поддържане на обектите и съоръженията от газопреносната инфраструктура, в т.ч. и оборудването им със средства за измерване. „Булгартрансгаз“ ЕАД използва средства за измерване на параметрите на природния газ, съответстващи на приложимите български и международни стандарти, които осигуряват необходимите метрологично проследими измервания.

С оглед горното, след проучване на необходимостта от инвестиции, Комисията приема, че представеният от независимия преносен оператор Десетгодишен план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г. обхваща всички нужди от инвестиции, както и че същият е в съответствие с десетгодишните плановете за развитие на мрежите в Европейския съюз. Планът е изготвен при съобразяване с наличната информация за предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, като са взети предвид и инвестиционните плановете за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз. Десетгодишният план за развитие на мрежите за периода 2018-2027 г. е съобразен и с инвестиционните плановете 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 2018-2027 г.**

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

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**РОСИЦА ТОТКОВА**