



## **РЕШЕНИЕ**

**№ БП - 16**  
**от 02.10.2020 г.**

### **КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**на закрито заседание, проведено на 02.10.2020 г., като разгледа подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД заявление за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ за периода 2020 – 2024 г., доклад с вх. № Е-Дк-774 от 24.09.2020 г. и събраните данни от проведеното открито заседание, установи следното:**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-14 от 18.05.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ за периода 2020 – 2024 г.

Със Заповед № 3-Е-81 от 22.05.2020 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проучване на преписката от техническа, финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на заявлението, като разглежда същия при отчитане на параметрите на заявление с вх. № Е-15-45-15 от 18.05.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи и елементи по чл. 18, ал. 1 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

След проверка на заявлението и приложените към него документи по реда на чл. 4, ал. 1 от НЛДЕ са установени непълноти. В тази връзка с писмо с изх. № Е-15-45-14 от 28.05.2020 г. от дружеството е изискано да представи допълнително данни и документи, а именно: сравнение в табличен вид между планирани и отчетни данни за пренесените количества природен газ през входна/изходна точка/зона на газопреносните мрежи по години за периода 2017 – 2019 г.; информация в табличен вид относно изпълнението на бизнес плана по години за периода 2017 – 2019 г., по отношение на инвестициите; подробна обосновка за изпълнението на плана за периода 2017 – 2019 г., които „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило с писмо с вх. № Е-15-45-14 от 08.06.2020 г.

С писмо с изх. № Е-15-45-14 от 21.08.2020 г. КЕВР е изисквала допълнителна информация от „Булгартрансгаз“ ЕАД, която е представена с писмо с вх. № Е-15-45-14 от 28.08.2020 г.

С писмо с вх. № Е-15-45-15 от 24.09.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило неконфиденциална версия на документи към заявлението за одобряване на бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ със заличена търговска тайна.

Резултатите от извършения анализ на представения за одобряване бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2020-2024 г. са отразени в Доклад с вх. № Е-Дк-774 от 24.09.2020 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 206 от 25.09.2020 г., т. 2. На проведеното на 01.10.2020 г. открито заседание представителите на „Булгартрансгаз“ ЕАД са заявили, че нямат възражения по доклада.

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

„Булгартрансгаз“ ЕАД е еднолично акционерно дружество, вписано в Търговския регистър към Агенция по вписванията с ЕИК 175203478, със седалище и адрес на управление: Република България, гр. София, община Люлин, ж.к. „Люлин“ 2, бул. „Панчо

Владигеров“ № 66. Единоличен собственик на капитала на дружеството е „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ АД). Към 03.06.2020 г. акционерният капитал на „Булгартрансгаз“ ЕАД е 1 225 519 155 лв., разпределен в 1 225 519 155 поименни акции с номинална стойност 1 лев всяка. Дружеството е с двустепенна система на управление: Управителен съвет и Надзорен съвет, като се представлява от Владимир Асенов Малинов – изпълнителен директор.

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

Въз основа на издадените от КЕВР лицензии, дружеството извършва следните дейности, свързани с преноса на природен газ:

- единно управление и надеждно функциониране на газопреносната система;
- поддържане на баланса между внос, добив и потребление на природен газ;
- пренос на природен газ по газопреносната система при спазване на изискванията за качеството на природния газ и отчитането му;
- осигуряване на оптимален режим на работа на газопреносната система;
- поддържане на обектите и съоръженията на газопреносната система в съответствие с техническите изисквания и с изискванията за безопасност при работа;
- развитие на газопреносната система в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването;
- предоставяне на условия за равнопоставеност на потребителите при осигуряване на достъп за ползване на съоръженията за пренос на природен газ;
- администриране на сделките с природен газ и организация на балансирането на пазара на природен газ.

Освен лицензионните дейности, „Булгартрансгаз“ ЕАД извършва и: врязване под налягане; стопел операции; проектиране на газови инсталации и съоръжения; изпълнение на строително-монтажни работи по част „Технологична“ на газови инсталации и съоръжения на базата на регистрация и членство в Камарата на строителите; настаняване в учебно-възстановителния център на дружеството; покупка и продажба на стоки, материали, оборудване и съоръжения и други пряко или косвено, свързани с осъществяването на лицензионните дейности на дружеството.

Дружеството е представило доказателства, че бизнес планът е одобрен от Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД – препис-извлечение от Протокол УС № 445 от 11.05.2020 г. от неprisъствено заседание на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД, видно от което, по т. 5.2. е взето решение за приемане на бизнес план за периода 2020 – 2024 г. за дейността „пренос на природен газ“. Бизнес планът е утвърден и от Надзорния съвет на дружеството, видно от представения препис-извлечение от Протокол НС № 20 от 15.05.2020 г. от проведено неprisъствено заседание на Надзорния съвет, по т. 1.2., с което е прието решение за утвърждаване на бизнес план за периода 2020 – 2024 г. за дейността „пренос на природен газ“. Представена е изискуемата съгласно чл. 3, ал. 3 от НЛДЕ декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от изпълнителния директор на дружеството. Към заявлението е приложено копие от документ за платена такса за разглеждане на заявлението съгласно Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката.

В чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) са посочени задължителните реквизити, които бизнес планът следва да

съдържа. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия.

С Решение № БП-7 от 01.08.2017 г. КЕВР е одобрила на „Булгартрансгаз“ ЕАД бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ за периода 2017 – 2019 г.

**Изпълнение на бизнес плана на „Булгартрансгаз“ ЕАД за дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи за периода 2017 – 2019 г.**

„Булгартрансгаз“ ЕАД е извършило разширение на мрежите и съоръженията за пренос и транзитен пренос на природен газ по следните основни проекти:

**I. Проекти от общ интерес (PCI)** - четири трансгранични проекта за изграждане на газопроводни мрежи, с цел постигане на диверсификация и интеграция на енергийните пазари в ЕС и извън него. В списъка са включени следните проекти на „Булгартрансгаз“ ЕАД, което му дава право на достъп до финансиране по Механизма за свързване на Европа (CEF):

1. Клъстер № 6.8. - Клъстер за развитие и укрепване на инфраструктурата, включващ следните ПОИ, изпълнявани от дружеството:

1.1. PCI 6.8.2 „Рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газопреносна инфраструктура на територията на България“, включващ следните видове дейности: модернизация и рехабилитация на компресорни станции; инспекции за установяване и характеризирание състоянието на газопроводите; ремонт и подмяна на участъци от газопровода след инспекции; разширяване и модернизация на съществуващата газопреносна мрежа и внедряване на системи за оптимизиране процеса на управление на техническото състояние на мрежата. През периода 2017 – 2019 г. са изпълнени следните дейности за рехабилитация, модернизация и разширение на съществуващата газопреносна система:

Фаза 1, която е напълно завършена през 2018 г.:

- Газопровод „Лозенец – Недялско“. През м. юни 2018 г. е въведена в експлоатация газопроводната отсечка КС „Лозенец - Недялско“.
- Доставка и внедряване на софтуер за управление интегритета на газопроводите (PIMS Софтуер), чрез който се извършва събиране, интегрирана обработка и анализ на данни за газопроводи.
- Доставка и внедряване на Географска информационна система (ГИС), в началото на 2017 г. с цел организиране и управление на техническото осигуряване на транзитния пренос, преноса и съхранението на природен газ в Р България.

Фаза 2, дейностите по която се изпълняват със собствени средства на дружеството и съфинансиране по CEF и включват:

- Подготвителни дейности във връзка с рехабилитацията на северния полупръстен на газопреносната система;
- Подготвителни дейности за модернизация на 3 броя компресорни станции чрез интегриране на нискоемисионни турбинни газокомпресорни агрегати;
- Вътрешнотръбни инспекции на два газопроводни участъка.

Строителните работи в рамките на Фаза 2 обхващат дейности по доставки, строителство (вкл. строителен надзор) на два участъка от Северния полупръстен на газопреносната мрежа с обща дължина 81 км и Етап 2 от модернизация на три компресорни станции. Изпълнението на дейностите е завършено през 2019 г.

През м. април 2017 г. е завършено прединвестиционното проучване на три компресорни станции - КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“. През 2018 г. за всяка от компресорните станции са извършени процедури за преценяване на необходимостта от извършване на оценка на въздействието върху околната среда (ОВОС), като в резултат на тях от Министерство на околната среда и водите (МОСВ) дружеството е получило становища да не се извършва ОВОС. За площадките на КС „Лозенец“ и КС „Ихтиман“ са изработени и съгласувани ПУП, които предстои да бъдат одобрени от Министерство на регионалното развитие и благоустройството (МРРБ).

През м. юли 2018 г. дружеството е обявило обществена поръчка, а през м. март 2019 г. е сключило договор с избрания изпълнител на обществена поръчка по Закона за обществени

поръчки (ЗОП). Дейностите по договора включват: извършване на инвестиционно проектиране; доставка на необходимото оборудване; изпълнение на строително-монтажни работи и въвеждане в експлоатация на строежи за модернизация на КС „Петрич“, КС „Лозенец“ и КС „Ихтиман“ чрез интегриране на четири броя нискоемисионни газотурбокомпресорни агрегата (ГТКА), а именно: реконструкция на КС „Петрич“ с изграждане на един нов ГТКА; реконструкция на КС „Лозенец“ с изграждане на два нови ГТКА; реконструкция на КС „Ихтиман“ с изграждане на един нов ГТКА.

Към края на 2019 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е изработило инвестиционен проект във фаза технически проект за КС „Лозенец“ и КС „Петрич“ и до края на 2021 г. се очаква да завършат дейностите по Фаза 2.

Участък „Очистно съоръжение (ОС) Беглеж – Кранов възел (КВ) Дерманци - КВ Батулци - КВ Калугерово“ с дължина 58 км. На 31.12.2018 г. за изграждане на преносен газопровод в участъка КВ „Батулци“ - КВ „Калугерово“ е сключен договор по реда на ЗОП. Строителството на линейната част от участъка е приключило в края на 2019 г. и е подписан констативен акт за установяване годността за приемане на строежа (акт обр. 15). През 2019 г. е сключен договор за изграждане на преносен газопровод в участъка от ОС „Беглеж“ до КВ „Батулци“. Дружеството предвижда строителството да се изпълни в периода 2020 – 2021 г.

Участък „ОС Вълчи дол - КВ Преселка“ с дължина 23 км. През 2017 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е сключило договор с предмет „Проучване и инвестиционно проектиране за строеж „Подмяна на преносен (магистрален) газопровод в участъка „ОС Вълчи дол - ЛКВ Преселка“ към Проект от „Общ интерес 6.8.2“, който е в процес на изпълнение. В резултат на изпълнение на договора са изготвени подробен устройствен план - парцеларен план (ПУП-ПП) за участъка и инвестиционен проект, фаза работен. През м. декември 2019 г. е обявена процедура по ЗОП за избор на изпълнител за подмяна на участъка от преносния газопровод от ОС Вълчи дол до ЛКВ Преселка, изработване на инвестиционен проект за оптична кабелна мрежа в участъка и изграждане на кабелната мрежа, след въвеждане в експлоатация на подменения участък.

Фаза 3 представлява инфраструктура под условие, необходима след вземане на окончателно инвестиционно решение за реализиране на етап 2 от проект „Междусистемна газова връзка България-Сърбия“ (IBS), свързан с увеличение на капацитета на интерконектора.

1.2. PCI 6.25.4 Проект за изграждане на газов хъб в България (Инфраструктура, която да позволи развитието на българския газов център)

През 2018 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД и Консорциум ДЗЗД „АФ-ЕМГ Консулт“ са подписали договор за изготвяне на предпроектно проучване за Газов хъб „Балкан“ и предпроектното проучване е изпълнено в срока на грантовото споразумение - 04.12.2018 г.

## **II. Проект „Разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската до българо-сръбската граница“**

През 2019 г. дружеството е въвело в експлоатация два от обектите, част от проекта нов газопровод с дължина 11 км от българо-турската граница до компресорна станция „Странджа“ и ГИС „Странджа“. Сключени са и договори за изграждане на две нови компресорни станции - КС „Расово“ и КС „Нова Провадия“, както и договор за изграждане на нова газопреносна инфраструктура с дължина 474 км. Очаква се проектът да бъде реализиран на етапи до 2022 г.

## **III. Развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения**

### **1. Преносен газопровод с АГРС до Банско и Разлог**

Газопроводът е с планирана дължина около 37 км, максимален дебит 30 000 м<sup>3</sup>/ч, диаметър DN 250 и работно налягане 54 bar. Освен общините Банско и Разлог се очаква да бъдат газифицирани с. Баня и гр. Добринище. През 2017 г. след подписване на договор с консултант за проектиране в края на годината е изготвен доклад по ОВОС и е извършено проектиране на три варианта на трасе и разработване на ПУП - ПП - предварителен проект.

На 12.05.2018 г. обектът е обявен за национален обект и обект с национално значение с Решение № 312 от 10.05.2018 г. на Министерски съвет. През 2018 г. е изготвен доклад за

оценка степента на въздействие върху околната среда (ДОВОС) и доклад за оценка степента на въздействие (ДОСВ) и е разработен ПУП-ПП - предварителен проект. Подписани са и предварителни договори за присъединяване към електрическата мрежа на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД.

За обект Преносен газопровод с АГРС до Банско и Разлог е одобрено осъществяването на инвестиционното предложение по вариант, който оптимално съчетава икономическа, техническа, географска, технологична, екологична, пазарна и юридическа гледни точки за улесняване реализацията на обекта.

## 2. Преносен газопровод с АГРС до Панагюрище - Пирдоп

Газопроводът е с планирана дължина около 62 км, максимален дебит 25 000 м<sup>3</sup>/ч, диаметър DN 250 и работно налягане 54 bar. С реализирането на проекта се очаква да бъдат газифицирани общо 7 общини - Пирдоп, Златица, Панагюрище, Стрелча, Мирково, Чавдар и Челопеч. На 12.05.2018 г. обектът е обявен за национален обект и обект с национално значение с Решение № 312 от 10.05.2018 г. на Министерски съвет. През 2018 г. е одобрено инвестиционно предложение за обекта, а през 2019 г. е избран проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС и е подписан договор за консултантски услуги за проектиране, който е в процес на изпълнение. Обявена е тръжна процедура за доставка на основни материали и оборудване, съгласно правилата на Европейската банка за възстановяване и развитие (ЕБВР) на електронната платформа на банката. „Преносен газопровод с АГРС до Свищов“.

Газопроводът е с планирана дължина 42 км, диаметър DN 200 и работно налягане 54 bar. С изпълнението на проекта се очаква да бъдат газифицирани общо 3 общини - Свищов, Белене и Никопол. През 2017 г. е подписан договор за изработване на ПУП-ПП - предварителен проект и ПУП-ПП - окончателен проект; провеждане на процедури по съгласуване и одобряване на ПУП; изработване на технически и работен проект; процедури по съгласуване и одобряване на инвестиционните проекти и получаване на Разрешение за строеж за обекта и авторски надзор по време на строителство. ПУП-ПП фаза Предварителен проект е съгласуван с „Булгартрансгаз“ ЕАД и всички заинтересовани инстанции.

На 12.05.2018 г. обектът е обявен за национален обект и обект с национално значение с Решение № 312 от 10.05.2018 г. на Министерски съвет. През 2018 г. за обекта е изработен ПУП-ПП фаза Окончателен проект. Извършено е предпроектно проучване. Приключена е процедурата по правилата на ЕБВР за избор на проектант за изготвяне на технически и работен проект, ПУП и ОВОС и е подписан договор за консултантски услуги за проектиране, който е в процес на изпълнение. Обявена е тръжна процедура за доставка на основни материали и оборудване, съгласно правилата на ЕБВР на електронната платформа на банката.

Изпълнението на планираните инвестиции за периода 2017 – 2019 г. е посочено в следващата таблица:

**Таблица № 1**

| Програма/раздел                                                                                         | Прогнозни инвестиции по години |         |         | Извършени инвестиции по години |         |         | Изпълнение в % |         |         |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|---------|---------|--------------------------------|---------|---------|----------------|---------|---------|
|                                                                                                         | 2017 г.                        | 2018 г. | 2019 г. | 2017 г.                        | 2018 г. | 2019 г. | 2017 г.        | 2018 г. | 2019 г. |
| <b>ОБЩО Годишна програма за инвестиции:</b>                                                             | 91 627                         | 125 413 | 112 770 | 54 854                         | 60 518  | 144 283 | 59,87%         | 48,26%  | 127,94% |
| <b>РАЗДЕЛ I.1;I.2 - Изграждане на нови обекти, реконструкция рехабилитация и основни ремонти на ДМА</b> | 73 799                         | 109 326 | 99 701  | 47 944                         | 49 544  | 132 670 | 64,97%         | 45,32%  | 133,07% |
| <b>РАЗДЕЛ I.3 - Доставка на машини и оборудване</b>                                                     | 11 765                         | 9164    | 6788    | 2479                           | 6531    | 5142    | 21,07%         | 71,27%  | 75,75%  |
| <b>РАЗДЕЛ II.1 - Текущи инспекции, ремонти и поддръжка</b>                                              | 1500                           | 1463    | 1185    | 1929                           | 1817    | 4151    | 129%           | 124,18% | 350,28% |
| <b>РАЗДЕЛ II.2 - Доставка на материали и консумативи</b>                                                | 4563                           | 5460    | 5096    | 2502                           | 2626    | 2320    | 55%            | 48,10%  | 45,53%  |

Изпълнението на програмата за инвестиции през 2019 г. е 127,94%, като най-голям процент на изпълнение са текущите инспекции, ремонти и поддръжка (350,28%), следвани от

изграждането на нови обекти, реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на дълготрайни материални активи (ДМА) (133,07%).

Планираните и отчетни данни за пренесените количества природен газ през входни/изходни точки/зони на газопреносната система за периода 2017 – 2019 г. са посочени в следващата таблица:

**Таблица № 2**

| Входна/изходна точка зона                     | Вход/Изход | Прогнозни количества за пренос по години в GW/h |         |         | Реално пренесени количества по газови години в GW/h |         |         | Изпълнение в % |         |          |
|-----------------------------------------------|------------|-------------------------------------------------|---------|---------|-----------------------------------------------------|---------|---------|----------------|---------|----------|
|                                               |            | 2017 г.                                         | 2018 г. | 2019 г. | 2017 г.                                             | 2018 г. | 2019 г. | 2017 г.        | 2018 г. | 2019 г.  |
| ГИС 1 Негру Вода                              | Вход       | 32 260                                          | 38 166  | 44 67   | 31 247                                              | 27 970  | 4898    | 96,86%         | 73,28%  | 11,09%   |
| ГИС 2,3 Негру Вода                            | Вход       | 156 408                                         | 158 504 | 160 568 | 162 324                                             | 93 799  | 19 312  | 103,78%        | 59,18%  | 12,03%   |
| Национален добив                              | Вход       | 798                                             | 851     | 2128    | 106                                                 | 175     | 552     | 13,27%         | 20,58%  | 25,95%   |
| Национална изходна зона                       | Изход      | 34 048                                          | 35 112  | 37 240  | 31 002                                              | 31 262  | 31 930  | 91,05%         | 89,03%  | 85,74%   |
| Малкочлар                                     | Изход      | 126 254                                         | 127 946 | 139 182 | 123 907                                             | 59 412  | 14 965  | 98,14%         | 46,44%  | 10,75%   |
| Кула/Сидирокастро                             | Изход      | 27 196                                          | 27 462  | 27 717  | 34 500                                              | 30 759  | 23 629  | 126,86%        | 112,01% | 85,25%   |
| Кула/Сидирокастро                             | Вход       | 287                                             | 532     | 638     | 89                                                  | 4999    | 9103    | 31,01%         | 939,62% | 1425,94% |
| Жидилово                                      | Изход      | 2383                                            | 2500    | 2617    | 2800                                                | 3294    | 2280    | 117,48%        | 131,74% | 87,11%   |
| Междусистемна връзка България - Румъния (IBR) | Изход      | 106                                             | 426     | 851     | 138                                                 | 837     | 1048    | 129,54%        | 196,57% | 123,10%  |
| Междусистемна връзка България - Румъния (IBR) | Вход       | 319                                             | 372     | 426     | 0                                                   | 220     | 329     | 0%             | 58,98%  | 77,24%   |
| ПГХ Чирен нагнетяване                         | Изход      | 3405                                            | 3384    | 3384    | 3554                                                | 4308    | 5274    | 104,40%        | 127,33% | 155,88%  |
| ПГХ Чирен добив                               | Вход       | 3405                                            | 3384    | 3384    | 3452                                                | 3513    | 4772    | 101,37%        | 103,83% | 141,03%  |

Дружеството е представило бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2024 г., който съдържа:

#### 1. Производствена програма

##### 1.1. Маркетингов анализ на пазара на природен газ в страната и региона

В бизнес плана се посочва, че в Р България няма открити значими находища на природен газ и потреблението на газ в страната се осигурява главно чрез внос от един източник - Руската Федерация. До 2019 г. вносът на природния газ достига до България по маршрута през териториите на Русия, Украйна, Молдова и Румъния. След въвеждането в експлоатация на нов газопровод от българо-турската граница е осигурен капацитет за внос през нова точка на границата с Турция.

Източниците на доставка на природен газ за периода 2017 – 2019 г. са посочени в следващата таблица:

**Таблица № 3**

| Вид доставка            | 2017 г.       |                 | 2018 г.       |                 | 2019 г.       |                 |
|-------------------------|---------------|-----------------|---------------|-----------------|---------------|-----------------|
|                         | К-во (GWh)    | Относителен дял | К-во (GWh)    | Относителен дял | К-во (GWh)    | Относителен дял |
| Природен газ от Русия   | 33 516        | 98,65%          | 31 630        | 99,84%          | 24 802        | 81,41%          |
| Внос от други източници | 0             | 0%              | 17            | 0,05%           | 5588          | 18,34%          |
| Местен добив            | 459           | 1,35%           | 33            | 0,10%           | 75            | 0,25%           |
| <b>Общо:</b>            | <b>33 975</b> | <b>100%</b>     | <b>31 680</b> | <b>100%</b>     | <b>30 465</b> | <b>100%</b>     |

По отношение на местния добив е отбелязано, че в страната има множество издадени концесии за търсене на природен газ, като най-сигурен източник е находище Каварна-Изток в блок „Галата“, като се очаква „Петрокелтик България“ ЕООД да увеличи месечния добив на газ от находище „Калиакра“.

Към газопреносната система са присъединени добивни предприятия и две основни

групи клиенти – търговски дружества, получили лицензии за разпределение и снабдяване с природен газ, и небитови клиенти. Като основни участници на пазара на природен газ в Р България, освен комбинирания газов оператор, са посочени: газоразпределителните дружества, обществения доставчик на природен газ, търговци на природен газ, оператора на платформа за търговия с природен газ, небитови клиенти на природен газ, присъединени към газопреносната система, както и битови и небитови клиенти на природен газ, присъединени към газоразпределителните мрежи.

Дружеството е посочило целите си за периода 2020-2024 г., които включват: диверсификация на източниците и маршрутите на доставка на природен газ; нови входни точки към газопреносната система, в т.ч. от местен добив; по-пълно използване на преносния капацитет на съществуващата инфраструктура и увеличаване на трансграничния капацитет; разширяване капацитета за съхранение, добив и нагнетяване на природен газ в ПГХ „Чирен“; интегриране на регионалните пазари, навлизане на нови участници и други.

Развитието на пазара на природен газ в региона е свързано с очаквания за ръст на консумацията на природен газ в съседните на Р България страни, основаващо се на очаквано повишено потребление и на съществуващите договори за доставки на природен газ от Руската Федерация по Балканското направление, както и възможностите за доставки на природен газ от нови източници по Южния газов коридор. Тези очаквания са в синхрон с плановете за изграждане на нови връзки между газопреносната система на България и газопреносните системи на Турция, Гърция и Сърбия, доизграждане на инфраструктурата с Румъния, създаването на газоразпределителен център в България и други значими проекти в региона. Възможностите за доставки на природен газ по нови трасета, доставките от нови източници по Южния газов коридор (включващ газопроводите TANAP и TAP), „Турски поток“, както и потенциала на местния добив, са предпоставки за динамично развитие на пазара в региона. Тези очаквания са в синхрон с плановете за изграждане на нови интерконекторни връзки между газопреносните системи на България и съседните страни, както и с реализацията на Газов хъб „Балкан“.

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

Основни проекти, част от концепцията за Газов хъб „Балкан“: проект за разширение на газопреносната инфраструктура от българо-турската до българо-сръбската граница; междусистемни газови връзки с Гърция и Сърбия; разширение на ПГХ „Чирен“. Разширението на ПГХ „Чирен“, модернизацията на инфраструктурата на „Булгартрансгаз“ ЕАД и интерконекторите със Сърбия и Гърция имат статут на проекти от общ интерес за ЕС по смисъла на Регламент (ЕС) №347/2013 г.

### **1.2.1. Изграждане на нови междусистемни връзки със съседните страни**

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

Този проект е част от концепцията за Газов хъб „Балкан“, чиято цел е утвърждаване ролята на Р България като водещ търговски разпределителен център в региона и Европейския съюз като цяло. Първият етап от проекта включва преносен газопровод с дължина около 11 км и диаметър 1220 мм и газоизмервателна станция, разположена непосредствено до КС „Странджа“, които са въведени в експлоатация през октомври 2019 г. За цялостната реализация на проекта за разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската до българо-сръбската граница ще бъдат изградени и две компресорни станции - КС „Нова Провадия“, в землището на с. Ветрино, област Варна и КС „Расово“, в района на с. Расово, община Медковец, област Монтана.

- Междусистемна газова връзка България - Сърбия (IBS) има за цел свързване на националните газопреносни мрежи на България и Сърбия и се предвижда като реверсивна връзка. Газопроводът е с обща дължина около 170 км от гр. Нови Искър, Р България до гр. Ниш, Р Сърбия, от които около 62 км на българска територия. След изграждането ѝ, газовата връзка ще бъде с пропускателна способност 1,8 млрд. м<sup>3</sup>/г. с възможност и за реверсивен

поток. „Булгартрансгаз“ ЕАД е определен за организатор на проекта и бъдещ оператор на интерконектора. Очаква се проекта да влезе в експлоатация до средата на 2022 г.

- Междусистемната газова връзка Гърция - България (IGB) има за цел да свърже националната газопрееносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в близост до гр. Стара Загора с газопрееносната мрежа на DESFA S.A., Гърция в района на гр. Комотини. Трасето на газопровода Комотини - Димитровград - Стара Загора е с дължина 182 км, от които 151 км на територията на България и 31 км на територията на Гърция, с диаметър на тръбата 32" (813 мм.). Техническият капацитет на газопровода е до 3 млрд. м<sup>3</sup>/год., с възможност да се увеличи до 5 млрд. м<sup>3</sup>/год. чрез изграждане на компресорна станция.

В програмата за прединвестиционна подготовка на „Булгартрансгаз“ ЕАД са предвидени 8160 хил. лв. за присъединяване на IGB към националната газопрееносна мрежа. Очаква се проекта да влезе в експлоатация до края на месец юли 2021 г.

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

Концепцията за Газов хъб „Балкан“ се състои от няколко ключови елемента, които формират проекта: нови източници на природен газ; оптимално използване на съществуващите газопрееносни мрежи и ПГХ „Чирен“; модернизация и разширение на съществуващата инфраструктура; изграждане на нови междусистемни връзки със съседните страни; нова инфраструктура за газовия хъб; създаване на оптимална търговска среда чрез ликвидна газова борса.

#### ***1.2.3. Развитие на съществуващата мрежа чрез изграждане на нови газопроводни отклонения***

- **Газопроводно отклонение Разлог - Банско**, с планирана дължина около 37 км, максимален дебит 30 000 м<sup>3</sup>/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 195,5 хил. евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 14,767 млн. евро, като допълнително се предвижда да бъдат инвестирани още 0,94 млн. евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2023 г.

- **Газопроводно отклонение Панагюрище - Пирдоп**, с предвидена дължина около 62 км, максимален дебит 25 000 м<sup>3</sup>/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на МФК в размер на 6,834 млн. евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 12,888 млн. евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 1,76 млн. евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2021 г.

- **Газопроводно отклонение до Свищов**, с очаквана дължина 42 км, диаметър DN 200 мм и работно налягане PN 54 bar. Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на МФК в размер до 2 360 000 евро. Съфинансирането от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД е в размер на 2 360 000 евро, като допълнително ще бъдат инвестирани още 600 000 евро за държавни такси, учредяване на сервитут, обезщетения и др. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2021 г.

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

#### ***1.2.4. Основни проекти за реконструкции, рехабилитации и основни ремонти на газовата инфраструктура:***

- **Проект „Модернизация, рехабилитация и разширение на българската газопрееносна система“ ПОИ 6.8.2.**

Фаза 1 (завършена фаза) Дейности, изпълнени в периода 2013 – 2018 г.: Етап 1 на модернизация на четири компресорни станции (КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“, КС „Петрич“, КС „Странджа“), чрез интегриране на шест броя нискоемисионни ГТКА; изграждане на



газопровод КС „Лозенец“ - ОС „Недялско“; провеждане на инспекции; внедряване на системи PIMS и GIS за оптимизиране на процеса на управление на техническото състояние на мрежата.

Фаза 2 (в изпълнение) включва: Етап 2 от модернизацията на компресорни станции чрез интегриране на четири броя ГТКА в три компресорни станции (КС „Лозенец“, КС „Петрич“, КС „Ихтиман“); рехабилитация и подмяна на участъци от Северния полупръстен на газопреносната мрежа с обща дължина 81 км; провеждане на инспекции; внедряване на допълнителен софтуер.

Фаза 3 (под условие): В тази фаза е включена инфраструктура, чието реализиране и параметри са под условие, тъй като са свързани с бъдещи решения относно проекта IBS и се отнасят до увеличение на капацитета на интерконектора от 1,8 на 2,4 млрд. м<sup>3</sup>/г. Инфраструктурата включва газопровод Горни Богров - Нови Искър с приблизителна дължина 19 км, DN 700 и КС „Богров“ - 20 MW.

Дейностите от Фаза 2 на ПОИ 6.8.2 се изпълняват със собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД и безвъзмездно финансиране от CEF. Предвижда се дейностите по Фаза 2 на ПОИ 6.8.2 да приключат в средата на 2022 г.

**- Подмяна на преносен газопровод в участъка ОС „Беглеж“ - КВ „Дерманци“ - КВ „Батулци“ - КВ „Калугерово“ (Част от Фаза 2 на ПОИ 6.8.2)**

Преносният газопровод в участъка ОС „Беглеж“ - КВ „Дерманци“ - КВ „Батулци“ - КВ „Калугерово“ е с дължина от 58 км и диаметър DN700. Планираният срок за приключване на проекта е края на 2023 г.

**- Подмяна на преносен газопровод в участъка ОС „Вълчи дол“ - ЛКВ „Преселка“ (Част от Фаза 2 на ПОИ 6.8.2)**

Участъкът на преносния газопровод от ОС „Вълчи дол“ до КВ „Преселка“ е част от северния полупръстен на НГПМ. Подготвителните дейности и подмяната на газопроводен участък ОС „Вълчи дол“ - ЛКВ „Преселка“ са съфинансирани от Механизъм за свързване на Европа (МСЕ) (Действие № 6.8.2-0026-BG-S-M-16 и Действие № 6.8.2-0034-BG-W-M-18). Планираният срок за приключване на проекта е края на 2022 г.

**- Мероприятия по привеждане на компресорни станции в съответствие с изискванията на комплексните разрешителни, етап 2 - КС „Лозенец“, КС „Петрич“, КС „Ихтиман“ (Част от Фаза 2 на ПОИ 6.8.2)**

Подготвителните дейности за модернизация на три броя компресорни станции (КС „Лозенец“, КС „Ихтиман“ и КС „Петрич“) чрез интегриране на нискоемисионни турбинни газокомпресорни агрегати са съфинансирани от МСЕ (Действие № 6.8.2-0055-BG-S-M-15).

Очакван срок за завършване на дейностите - края на 2021 г.

**- Изграждане на очистни съоръжения (пускови и приемни камери) по газопроводни отклонения „Девня“, „Бургас“, „Димитровград“ и „Перник“**

Очакван срок за завършване на дейностите - края на 2022 г.

**- 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“**

Очакван срок за завършване на дейностите - края на 2020 г.

**- Увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“.**

Очакван срок за завършване на дейностите - края на 2020 г.

**- Основни ремонти на газотурбинни двигатели и планови ремонти и инспекции на ГТКА**

**- Намаляване на вибрациите в тръбната обвръзка на газомоторни компресори (ГМК) и технологична линия от ГМК до П при пясъчен демпфер в ПГХ „Чирен“**

Очакван срок за завършване на дейностите - края на 2021 г.

**- Подмяна тръби на открит цикъл на ГМК**

Очакван срок за завършване на дейностите - края на 2021 г.

**- ГРС „Страшимирово“ - реконструкция и разширение**

Очакван срок за завършване на дейностите - края на 2020 г.

**- Ремонт на очистно съоръжение „Стряма“**

Очакван срок за завършване на дейностите - края на 2020 г.

#### **1.2.5. Междусистемна връзка България - Северна Македония**

Проектът е в идейна фаза и предвижда изграждането на нова газова междусистемна връзка между Р България и Р Северна Македония. Един от вариантите, които ще бъдат разгледани, е за изграждане на връзката по трасето Петрич - Струмица.

#### **1.2.6. Изграждане на нови обекти към съществуващата инфраструктура, необходими за повишаване ефективността на експлоатацията**

В обхвата на обект „Внедряване на IT платформа за изпълнение изискванията на Трети енергиен пакет“ е предвидена за изпълнение поръчка: „Доставка и внедряване на информационна система „Платформа за търговско диспечирание“. Според дружеството, с реализирането на тази поръчка ще се въведе и използва утвърдена на европейския газов пазар платформа за обезпечаване дейностите по търговско диспечирание, свързани с регистриране на ползвател и сключване на договор, управление на капацитет, администриране на заявките, процедури по сравнение, разпределение на количества, балансиране, сетълмент и фактуриране и др., отнасящи се до основната дейност на „Булгартрансгаз“ ЕАД - пренос на природен газ и отношенията „оператор на газопреносна система - мрежови ползвател“.

### **1.3. Пренесени количества и налични капацитети по преносната мрежа**

#### **1.3.1. Пренесени количества природен газ до национални изходни точки**

Пренесените количества природен газ по газопреносната система до национални изходни точки през 2019 г. са 35 978 593 MWh (с включени количества, пренесени за нагнетяване в ПГХ „Чирен“), което е увеличение спрямо предходната година с 1,19%. Техническият проектен капацитет на националната газопреносна мрежа до основната част от потребителите в страната възлиза на 78 736 000 MWh.

#### **1.3.2 Пренесени количества природен газ до трансгранични изходни точки**

Количествата транзитиран природен газ през територията на Р България през 2019 г. общо за трите направления възлиза на 72 926 848 MWh, както следва: Турция – 45 993 769 MWh; Гърция – 23 797 596 MWh и Македония – 3 135 483Wh.

Данните за техническия, договорен и наличен капацитет по входни и изходни точки на газопреносната мрежа за транзитен пренос за 2019 г. са посочени в следващата таблица:

Таблица № 4

| Входни/изходни точки                     | Технически капацитет | Договорен капацитет | Наличен капацитет |
|------------------------------------------|----------------------|---------------------|-------------------|
|                                          | MWh/ден/г.           | MWh/ден/г.          | MWh/ден/г.        |
| <b>Входни точки</b>                      |                      |                     |                   |
| ГИС Негру Вода 2,3                       | 623 191              | 620 676             | 2515              |
| Кулата/Сидирокастро                      | 37 643               | 21 542              | 16 100            |
| Кулата/Сидирокастро прекъсваем капацитет | 4757                 | 548                 | 4208              |
| Странджа 2/Малкочлар                     | 577 122              | 289 525             | 287 597           |
| <b>Изходни точки</b>                     |                      |                     |                   |
| Кулата/Сидирокастро                      | 117 053              | 115 440             | 1613              |
| Кулата/Сидирокастро прекъсваем капацитет | 1189                 | 3                   | 1186              |
| Странджа/Малкочлар                       | 482 046              | 476 770             | 5276              |
| Кюстендил/Жидилово                       | 27 244               | 27 244              | 0                 |
| Изходна зона Югозападна България         | 2899                 | 2077                | 822               |

#### **1.3.3. Прогноза за резервираните капацитети и пренесени количества по основни направления на газопреносната система за периода на бизнес плана**

Прогнозата за резервираните капацитети по входни и изходни точки за периода 2020 – 2024 г. в MWh/ден/година е представена в следващата таблица:

Таблица № 5

| Входна/изходна точка зона | Вход/Изход | 2020 г.<br>резервиран<br>капацитет | 2021 г.<br>резервиран<br>капацитет | 2022 г.<br>резервиран<br>капацитет | 2023 г.<br>резервиран<br>капацитет | 2024 г.<br>резервиран<br>капацитет |
|---------------------------|------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Негру Вода 1/Кардам       | вход       | 179                                | 1074                               | 1789                               | 2855                               | 4294                               |

|                                   |       |         |         |         |         |         |
|-----------------------------------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Негру Вода 1/Кардам               | изход | 17 893  | 21 471  | 28 628  | 35 688  | 64 414  |
| Негру Вода 2,3/Кардам             | вход  | 0       | 1074    | 4473    | 33 903  | 63 519  |
| Местен добив                      | вход  | 7086    | 14 314  | 21 471  | 24 981  | 25 050  |
| Странджа 2/Малкочлар              | вход  | 333 450 | 551 129 | 549 698 | 546 575 | 542 898 |
| Странджа/Малкочлар                | вход  | 0       | 1074    | 1789    | 2855    | 3936    |
| Странджа/Малкочлар                | изход | 0       | 716     | 1074    | 29 264  | 57 973  |
| Кула/Сидирокастро                 | вход  | 25 587  | 29 523  | 40 080  | 49 784  | 81 949  |
| Кула/Сидирокастро                 | изход | 104 989 | 106 062 | 106 599 | 106 766 | 106 957 |
| Междусистемна връзка Русе/Гюргево | вход  | 1074    | 1074    | 1431    | 1606    | 1789    |
| Междусистемна връзка Русе/Гюргево | изход | 3579    | 4473    | 5368    | 6245    | 7157    |
| IGB                               | вход  | 22 187  | 30 597  | 39 543  | 47 643  | 56 004  |
| IGB                               | изход | 0       | 1074    | 895     | 1071    | 1253    |
| IBS                               | изход | 0       | 0       | 3936    | 6602    | 8946    |
| Кюстендил/Жидилово                | изход | 25 766  | 25 766  | 25 766  | 25 766  | 25 766  |
| Киреево/Зайчар                    | изход | 116 098 | 345 046 | 352 203 | 356 408 | 357 213 |
| Изходна зона България             | изход | 121 671 | 125 249 | 135 985 | 142 751 | 150 299 |
| ПГХ Чирен (добив)                 | вход  | 24 360  | 25 417  | 26 296  | 27 167  | 28 053  |
| ПГХ Чирен (нагнетяване)           | изход | 24 227  | 25 281  | 26 155  | 27 022  | 27 904  |

Прогнозата за количества природен газ, предвидени за пренос по основни направления за периода 2020 – 2024 г. в MWh/ден/година е показана в следващата таблица:

Таблица № 6

| Входна/изходна точка зона         | Вход/<br>Изход | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. |
|-----------------------------------|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Негру Вода 1/Кардам               | вход           | 53      | 317     | 529     | 846     | 1270    |
| Негру Вода 1/Кардам               | изход          | 5290    | 6348    | 8464    | 10 580  | 19 044  |
| Негру Вода 2,3/Кардам             | вход           | 0       | 317     | 1323    | 10 051  | 18 780  |
| Местен добив                      | вход           | 2095    | 4232    | 6348    | 7406    | 7406    |
| Странджа 2/Малкочлар              | вход           | 83 687  | 136 710 | 136 287 | 135 658 | 134 277 |
| Странджа/Малкочлар                | вход           | 0       | 317     | 529     | 846     | 1164    |
| Странджа/Малкочлар                | изход          | 0       | 212     | 317     | 8676    | 17 140  |
| Кула/Сидирокастро                 | вход           | 7565    | 8729    | 11 850  | 14 759  | 24 228  |
| Кула/Сидирокастро                 | изход          | 26 186  | 26 503  | 26 662  | 26 715  | 26 767  |
| Междусистемна връзка Русе/Гюргево | вход           | 317     | 317     | 423     | 476     | 529     |
| Междусистемна връзка Русе/Гюргево | изход          | 1058    | 1323    | 1587    | 1852    | 2116    |
| IGB                               | вход           | 6560    | 9046    | 11 691  | 14 124  | 16 558  |
| IGB                               | изход          | 0       | 317     | 265     | 317     | 370     |
| IBS                               | изход          | 0       | 0       | 1 164   | 1 957   | 2 645   |
| Кюстендил/Жидилово                | изход          | 2539    | 2539    | 2539    | 2539    | 2539    |
| Киреево/Зайчар                    | изход          | 29360   | 85714   | 87830   | 89318   | 89312   |
| Изходна зона България             | изход          | 35972   | 37030   | 40 204  | 42 320  | 44 436  |
| ПГХ Чирен (добив)                 | вход           | 3968    | 4179    | 4 338   | 4 497   | 4 655   |
| ПГХ Чирен (нагнетяване)           | изход          | 3 969   | 4 179   | 4 338   | 4 497   | 4 655   |

## 2. Инвестиционна програма

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

Основните инвестиционни проекти са групирани в направления, както следва:

### 2.1. Разширение на газовата инфраструктура за пренос и транзитен пренос

- разширение на газопреносната инфраструктура на „Булгартрансгаз“ ЕАД от българо-турската граница до българо-сръбската граница;
- преносни газопроводи с АГРС, в т.ч. за: Свищов, Панагюрище и Пирдоп, Банско и Разлог;
- газопроводни отклонения с ГИС или АГРС - КВ и АГРС Игнатиево;
- станции за почистване на транзитен газопровод и газопроводни отклонения –Девня,

Бургас, Димитровград и Перник;

- изграждане на оптични кабелни магистрали, информационни и управляващи системи;
- изграждане на единна технологична система за сигурност на обектите на „Булгартрансгаз“ ЕАД;
- внедряване на IT платформа за търговско диспечирание.

2.2. Реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА по преносната система заедно със спомагателните мрежи към нея, за повишаване и гарантиране техническата сигурност и безопасност на транспортирането на природен газ и за опазване на околната среда

- подмяна на преносен газопровод в участъка ОС „Беглеж“ - КВ „Дерманци“ - КВ „Батулци“ - КВ „Калугерово“;
- основен ремонт с подмяна на участък от преносния газопровод в участъка КС „Вълчи дол“ - КВ „Преселка“;
- модернизация на компресорни станции чрез интегриране на четири броя ГТКА в три компресорни станции;
- планови ремонти и V3 инспекции на ГТКА тип ТНМ 1304;
- ремонт на магистрален газопровод северен полупръстен, чрез подмяна на тръбни участъци;
- преоборудване на горивните системи на един брой ГТА тип ТНМ 1304/ с нискоемисионни горивни камери и модернизация на САУ (Система за автоматично управление);
- увеличаване капацитета на газопроводно отклонение „Търговище“;
- 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“;
- реконструкция и модернизация на АГРС и ГРС – в т.ч. АГРС „Ловеч“;
- ремонт на очистно съоръжение „Стряма“;
- изграждане на „Система за контрол на технологичните параметри на четири броя ГМК“;
- – ремонт в Машинна зала към Компресорен цех - КС „Полски Сеновец“;
- внедряване на система за регулиране на производителността на два броя ГМК.

2.3. Текуща поддръжка на съществуващите ДМА за гарантиране ефективната им и безаварийна експлоатация

- вътрешнотръбни инспекции на газопроводи от транзитната газопреносна мрежа;
- вътрешнотръбни инспекции на газопроводи от националната газопреносна мрежа;
- подмяна на антикорозионното покритие на магистрален газопровод;
- поддръжка на газопроводи и съоръжения към тях, на сграден фонд, възстановяване планировката (земното покритие) върху газопроводи, профилактика на сондажи и технологични инсталации и др.

Обемът на предвидените инвестиции, разглеждани като инвестирани парични средства в придобиването на материални активи, свързани с лицензионната дейност за периода 2020 – 2024 г., е представен в следващата таблица:

Таблица № 7

| Програма / Раздел                                             | 2020 г.<br>(хил. лв.) | 2021 г.<br>(хил. лв.) | 2022 г.<br>(хил. лв.) | 2023 г.<br>(хил. лв.) | 2024 г.<br>(хил. лв.) |
|---------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>ОБЩО Годишна програма за инвестиции:</b>                   | <b>1 491 166</b>      | <b>1 021 485</b>      | <b>94 000</b>         | <b>56 855</b>         | <b>52 402</b>         |
| <b>РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти</b>                 | <b>1 321 354</b>      | <b>894 971</b>        | <b>54 196</b>         | <b>15 017</b>         | <b>17 317</b>         |
| Линейна част                                                  | 1 186 892             | 607 229               | 28 626                | 7542                  | 9942                  |
| Компресорни станции, административни и експлоатационни райони | 2612                  | 216 973               | 19 422                | 2363                  | 2481                  |
| АГРС и ГИС                                                    | 124 789               | 65 399                | 4492                  | 800                   | 1057                  |
| Комуникационни и информационни системи                        | 7061                  | 5371                  | 1657                  | 4313                  | 3838                  |

|                                                                           |                |                |               |               |               |
|---------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА</b> | <b>146 024</b> | <b>108 807</b> | <b>25 260</b> | <b>26 319</b> | <b>18 000</b> |
| Линейна част                                                              | 44 725         | 57 890         | 21 452        | 8632          | 3724          |
| Компресорни станции, административни и експлоатационни райони             | 84 945         | 47 462         | 3408          | 13 325        | 11 471        |
| АГРС и ГИС                                                                | 15 894         | 2535           | 400           | 4271          | 2768          |
| Комуникационни и информационни системи                                    | 460            | 920            | 0             | 90            | 37            |
| <b>РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване</b>                       | <b>9026</b>    | <b>7259</b>    | <b>7743</b>   | <b>7259</b>   | <b>7743</b>   |
| <b>РАЗДЕЛ II.1 - Текущи инспекции, ремонти и поддръжка</b>                | <b>10310</b>   | <b>5690</b>    | <b>1703</b>   | <b>3501</b>   | <b>4244</b>   |
| Линейна част                                                              | 6519           | 1790           | 700           | 2149          | 2758          |
| Компресорни станции, административни и експлоатационни райони             | 2964           | 2924           | 640           | 1028          | 1136          |
| АГРС и ГИС                                                                | 827            | 976            | 363           | 325           | 350           |
| <b>РАЗДЕЛ II.2 – Доставка на материали и консумативи</b>                  | <b>4452</b>    | <b>4758</b>    | <b>5098</b>   | <b>4758</b>   | <b>5098</b>   |

Предвидените инвестиции за периода на бизнес плана по видове активи и по години са представени в следващата таблица:

Таблица № 8

| Видове активи                       | 2020 г.<br>(хил. лв.) | 2021 г.<br>(хил. лв.) | 2022 г.<br>(хил. лв.) | 2023 г.<br>(хил. лв.) | 2024 г.<br>(хил. лв.) |
|-------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>Инвестиции общо</b>              | <b>1 491 166</b>      | <b>1 021 485</b>      | <b>94 000</b>         | <b>56 855</b>         | <b>52 402</b>         |
| Преносни газопроводи - линейна част | 1 238 951             | 667 779               | 51 710                | 19 193                | 17 357                |
| Съоръжения                          | 145 743               | 73 369                | 10 030                | 9840                  | 8927                  |
| Компресорно оборудване              | 84 182                | 255 056               | 686                   | 13 018                | 11 484                |
| Комуникационни мрежи                | 7521                  | 6291                  | 1657                  | 4403                  | 3875                  |
| Компютърна техника, офис оборудване | 1312                  | 1082                  | 1155                  | 1082                  | 1155                  |
| Сгради и конструкции                | 3713                  | 7317                  | 3748                  | 1784                  | 1544                  |
| ДНМА                                | 3213                  | 4583                  | 815                   | 2425                  | 2601                  |
| Други ДМА                           | 6532                  | 6008                  | 24 199                | 5110                  | 5459                  |

Съгласно чл. 32, ал. 3, предл. второ от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, при приемане на решение за одобряване на бизнес плана, Комисията извършва преценка за съответствие с последния одобрен Десетгодишен план за развитие на преносната мрежа на оператора.

С оглед извършване на преценка за съответствие на представения от „Булгартрансгаз“ ЕАД бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ за периода 2020-2024 г. с последния одобрен Десетгодишен план за развитие на преносната мрежа на оператора, следва да се вземе предвид представената от заявителя обосновка с писмо с вх. № Е-15-45-14 от 28.08.2020 г. Дружеството посочва, че обема на предвидените инвестиции за тригодишния период 2020-2022 г. в Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа и представената инвестиционна програма във внесения бизнес план за развитието на дейността „пренос на природен газ“ за периода 2020 – 2024 г. се базират на приетата с решение на УС по Протокол № 417 от 27.12.2019 г. инвестиционна програма на дружеството. Според „Булгартрансгаз“ ЕАД различieto между сумарните стойности между инвестиционните програми по представените за одобрение планове се дължи на следните фактори:

В Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа са включени инвестиции за развитие на дейността „съхранение на природен газ“, които не са включени в бизнес плана за развитие на дейността „пренос на природен газ“. Невключените инвестиции за тригодишния период 2020-2022 г. са на обща стойност 17 552,73 хил. лв., разпределени по години както следва: за 2020 – 13 260,78 хил. лв.; за 2021 г. – 2 989,77 хил. лв. и за 2022 г – 1302,18 хил. лв.

Според дружеството в Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа не се включва частта от инвестициите, които са планирани да бъдат финансирани безвъзмездно. В петгодишния бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“, с цел

съответствие с Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, са включени инвестициите по проекти с частично финансиране по грантови схеми в тяхната пълнота с добавен дял от инвестициите, предвидени да бъдат безвъзмездно финансирани, в размер на 29 524,00 хил. лв.

В предвидените инвестиции в Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа не са включени инвестиции от разделите на петгодишния бизнес план: раздел II.1 - Текущи инспекции, ремонти и поддръжка и раздел II. 2 - Доставка на материали и консумативи. Част от представените стойности в тези раздели на инвестиционната програма представляват инвестиции за подмяна на активи и ремонти, увеличаващи стойността на ДМА.

Включените инвестиции в петгодишния бизнес план за дейността „пренос на природен газ“ във връзка с посочените два раздела от инвестиционната програма на дружеството общо за тригодишния период 2020-2022 г. са в размер на 32 010,89 хил. лв., от които 17 702,88 хил. лв. са текущите инспекции, ремонти и поддръжка, разпределени по години както следва: за 2020 г. – 10 310,42 хил. лв.; за 2021 г. – 5 689,81 хил. лв.; за 2022 г. – 1 702,66 хил. лв. Доставката на материали и консумативи е в размер на 14 308,01 хил. лв., разпределени по години, както следва: за 2020 г. – 4451,76 хил. лв.; за 2021 г. – 4758,19 хил. лв. и за 2022 г. – 5098,06 хил. лв.

Обобщена справка за влиянието на факторите, които обуславят разликата между представените инвестиции в Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа и бизнес плана са представени в следващата таблица:

Таблица № 9

| Фактор                                                                                                           | 2020 г.         | 2021 г.         | 2022 г.          | Общо за периода  |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|
|                                                                                                                  | (хил. лв.)      | (хил. лв.)      | (хил. лв.)       | (хил. лв.)       |
| Посочени инвестиции за дейността съхранение                                                                      | -13 260,78      | -2 989,77       | -1 302,18        | -17 552,73       |
| Инвестиции за сметка на безвъзмездно финансиране                                                                 |                 |                 | 29 524,00        | 29 524,00        |
| РАЗДЕЛ II.1 - Текущи инспекции, ремонти и поддръжка                                                              | 10 310,42       | 5 689,81        | 1 702,66         | 17 702,88        |
| РАЗДЕЛ II.2 - Доставка на материали и консумативи                                                                | 4 451,76        | 4 758,19        | 5 098,06         | 14 308,01        |
| <b>ОБЩО:</b>                                                                                                     | <b>1 501,40</b> | <b>7 458,23</b> | <b>35 022,53</b> | <b>43 982,16</b> |
| <b>Разлика от представените инвестиции в Десетгодишния план и петгодишния бизнес план за периода 2020-2022 г</b> | <b>1 501,40</b> | <b>7 458,23</b> | <b>35 022,53</b> | <b>43 982,16</b> |

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че със заповед на министъра на икономиката и енергетиката № РД-16-675 от 21.05.2014 г. на дружеството са наложени задължения към обществото, а именно да закупи за собствена сметка 140 млн. м<sup>3</sup> природен газ, като го съхранява в ПГХ „Чирен“ с цел осигуряване на сигурността на снабдяването и освобождаването му в случай на недостиг на природен газ при трайно прекъсване на доставките на природен газ в страната съгласно „План за действие при извънредни ситуации“. В изпълнение на заповедта дружеството е закупило съответните количества чрез провеждане на открита тръжна процедура на цена от 580,20 лв. за 1000 м<sup>3</sup> природен газ без ДДС. Към момента за осигуряване на сигурността на снабдяването с природен газ съгласно Заповед на министъра на енергетиката № ЕРД-16-148 от 16.04.2018 г. в ПГХ „Чирен“ се съхраняват 115 млн. м<sup>3</sup> природен газ, оценени на 66 723 хил. лв. по стойност на придобиване. Според „Булгартрансгаз“ ЕАД структурата на разходите за покриване на наложени задължения към обществото има две компоненти: разходи за съхранение на природен газ в обем от 115 млн. м<sup>3</sup>, възлизащи на 4843 хил. лв. в съответствие с утвърдената стойност в Решение Ц-34 от 13.08.2020 г. на КЕВР и разходи за поддържане на запас от 115 млн. м<sup>3</sup>, възлизащи на 4464 хил. лв. Разходите за поддържане на запаса природен газ за покриване на наложени задължения към обществото са изцяло финансови и могат да се дефинират като приходи от възвръщаемост на вложените средства в закупуването на определените със

заповед на министъра на енергетиката количества природен газ при алтернативна инвестиция в активи за извършваната лицензионна дейност по издадените лицензии за пренос на природен газ. Стойността на тези разходи е изчислена, като върху стойността на закупуване на съответните количества (66 723 хил. лв.) е начислена предложената за утвърждаване за регулаторния период 2020-2024 г. норма на възвръщаемост на капитала от 6,69% преди данъчно облагане.

### **3. Ремонтна (експлоатационна) програма**

#### **3.1. Ремонтна програма, съпътстваща текущата техническа експлоатация**

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

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

- преизпитвания на якост и плътност на съоръженията от газопреносната система - газопроводни отклонения, компресорни станции, ГРС, АГРС, ГИС;
- мониторинг на рискови зони (свлачищни, ерозионни, преходи на реки, активни разломи и др.) по газопроводните трасета;
- мониторинг и поддръжка на сервитути;
- абонаментно обслужване на електропроводи, информационни и комуникационни системи.

#### **4. Социална програма**

Броят на заетия персонал, без персонала, извършващ дейността балансиране, е планиран да нарасне от 1034 за 2019 г. на 1379 през 2024 г. Взаимоотношенията между персонала и работодателя са уредени с Колективен трудов договор (КТД), който се подписва ежегодно. С него се уреждат заплащането, стимулирането на персонала, персоналната квалификация и преквалификация, безопасните и здравословни условия на труд, социалната политика.

Социалната политика на „Булгартрансгаз“ ЕАД, залегнала в КТД, има за цел: повишаване заинтересоваността на персонала за по-голяма ефективност; повишаване социалния статус на дружеството; удовлетворяване на социално-битовите и културните потребности и интереси на персонала; привличане на висококвалифицирани и образовани служители.

Дейностите, чрез които дружеството осъществява своята социална политика, могат да бъдат обобщени в следните групи: предоставяне на средства за храна; предоставяне на средства за спорт и отдых; подпомагане на работници и служители при настъпване на значими събития (брак, раждане на дете, смърт, отглеждане на дете до 2-годишна възраст); грижа за здравословното състояние на служителите; допълнително доброволно пенсионно осигуряване и застраховане. Средствата за работна заплата и за стимулиране на персонала се определят с приетите принципи, залегнали в КТД.

#### **5. Прогнозна структура и обем на разходите**

Структурата и обемът на разходите по години са прогнозирани съгласно Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Разходите за дейностите по пренос на природен газ по газопреносната система са формирани за периода на бизнес плана 2020 – 2024 г. при цени към момента на изготвянето му, като в прогнозните стойности на разходите не е отчетена инфлация. При прогнозиране на разходите е взета предвид необходимостта от разширяване на дейността по пренос на природен газ. Основните фактори, които дават отражение върху прогнозните стойности на разходите са: отчетна и балансова стойност на дълготрайните материални и нематериални активи, обслужващи дейностите по преноса на природен газ; предвиден обем на инвестициите; прогнозни пренесени количества природен газ; персонал, зает в управлението и експлоатацията на газопреносната система; разрастване на обема на дейността, изразено чрез относителното изменение на основните фактори, даващи отражение върху прогнозната стойност на разходите. В разходите за дейностите е включен дял от разходите, извършвани от комбинирания оператор по общите дейности, обслужващи както дейността за пренос, така и дейността за съхранение на природен газ - дейностите по управление и спомагателна дейност. Тези разходи са разпределени на база на приходите, генерирани от съответните дейности през 2019 г.

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

##### **5.1. Прогнозна структура на разходите**

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

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



определен от КЕВР коефициент за повишаване на ефективността;

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

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

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

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

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

Дружеството посочва, че в състава на разходите за дейностите по пренос на природен газ не са включени: разходи за данък върху печалбата; разходи за бъдещи периоди; разходи за загуби от обезценки; текущи разходи за начислени провизии по смисъла на чл. 38 и чл. 39 от Закона за корпоративно подоходно облагане (ЗКПО); текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси; разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи; разходи за лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори; съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания; разходи за дарения и изплатени неизползвани отпуски от предходен период; разходи по чл. 204 от ЗКПО, както и разходи за начислен данък върху тях по чл. 216 от ЗКПО.

## **5.2. Условно-постоянни контролируеми експлоатационни разходи**

### **5.2.1. Разходите за материали включват:**

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

### **5.2.2. Разходите за външни услуги включват:**

- застраховки, включващи разходи по имуществена застраховка и застраховки за причинени вреди на трети лица, които са планирани на база прогнозното изменение на балансовата стойност на ДМА, обслужващи дейностите по преноса;
- пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозирани в зависимост от разрастването на дейността;
- абонаментно поддържане, включващи разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи и съоръженията по преносната система и прогнозирани на база предвиденото разрастване на дейността по пренос на природен газ;
- въоръжена и противопожарна охрана, включващи разходи по сключени договори за въоръжена и противопожарна охрана на газопроводите и съоръженията по газопреносната система и планирани в зависимост от прогнозираното разрастване на дейността по пренос на природен газ;
- наеми, прогнозирани във връзка с инвестиционната програма за периода на бизнес плана;
- проверка на уреди, включващи разходите за метрологична проверка на измервателни уреди, обслужващи дейността и прогнозирани на база плана за метрологична проверка на съществуващите средства за търговско измерване;
- експертни и одиторски разходи, включващи разходи за експертни анализи, оценки, одиторска дейност, разходи за участие в експертни организации и разходи по граждански договори, които са прогнозирани на база отчетни стойности за 2019 г. и очакваното разрастване на дейността;
- разходи за вода, отопление и ел. енергия, прогнозирани на база отчетни стойности за 2019 г. и очакваното разрастване на дейността;
- разходи за ремонт, включващи разходи за текущи ремонти по газопреносната система, неформиращи стойност на дълготрайни материални активи и прогнозирани на база на ремонтната програма на дружеството;
- разходите за вътрешно-тръбни инспекции, включващи разходи за провеждане на периодични вътрешно-тръбни инспекции и прогнозирани на база плана за извършване на такива инспекции, част от ремонтната програма на дружеството.

5.2.3. *Разходите за заплати включват:* разходите за заплати на пряко заетия персонал в дейностите по преноса на природен газ и дял от разходите за заплати на общия персонал, обслужващ лицензионните дейности, извършвани от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Прогнозните стойности са определени въз основа на средната работна заплата в предприятието за базовата година и прогнозния персонал за периода 2020 – 2024 г.

5.2.4. *Разходите за социално осигуряване включват* социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗОДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др.

5.2.5. *Социалните разходи включват* допълнителни надбавки към заплатата на персонала (за храна, работно облекло и др.), съгласно сключен КТД.

5.2.6. *Другите разходи включват:*

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

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

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

5.5. *Директно прехвърляемите разходи включват:*

- разходи за акциз върху горивния газ, включващи платимия акциз за използвания горивен газ за компресорните станции (КС), работещи на природен газ по преносната система. Планирани са на база на прогнозните количества необходим горивен газ и действащите ставки на акциз за моторно гориво и акциз за отопление, съгласно митническото законодателство към момента на изготвяне на бизнес плана;
- лицензионни такси, включващи разходи за лицензионни такси по двете лицензии за пренос, в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана;
- местните данъци и такси, прогнозирани въз основа на отчетни данни и нарастването на отчетната стойност на активите, свързани с извършването на дейността по пренос на природен газ;
- разходите за участие в ЕМОПС за газ, прогнозирани в постоянен размер за целия период и включващи разходи за заплащане на годишната такса за участие;
- разходи за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ, включващи разходи за ползване на ПГХ „Чирен“, във връзка със съхраняването на количества природен газ за нуждите на оператора на преносни мрежи, извън разходите за ползване на съоръжение за съхранение на природен газ за нуждите на балансирането;
- други приходи при извършване на лицензионните дейности.

Разходите, свързани с наложени на дружеството задължения към обществото за периода 2020 – 2024 г., са прогнозирани в съответствие с наложените на дружеството задължения към обществото в „План за действие при извънредни ситуации“, приет със Заповед № Е-РД-16-148 от 16.04.2018 г. на министъра на енергетиката и включват закупуване, поддържане на наличност и съхранение в ПГХ „Чирен“ на 115 млн. м<sup>3</sup> природен газ, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД като количества, нужни за осигуряване на сигурността на снабдяването с природен газ.

5.6. *Технологични разходи по преноса на природен газ*

- технологичните разходи представляват остойностени разлики между измерени входящи и изходящи количества природен газ (дебаланс), както и количества за технологични нужди (технологичен газ за подгриване на природен газ, изпускания на природен газ при ремонти и аварии и други), които са планирани в зависимост от прогнозните пренесени количества природен газ;
- разходите за горивен газ за компресорните станции, обслужващи преноса на природен газ, са планирани в зависимост от прогнозните пренесени количества природен газ, като не включват прогнозни разходи за получаване на природен газ в натура по сключени дългосрочни договори за пренос на природен газ;
- разходите за електрическа енергия за работа на компресорните станции по националната газопреносна мрежа представляват разходи за ел. енергия, използвана за работата на електрически задвижваните КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“ и са планирани в зависимост от прогнозните пренесени количества природен газ до изходни точки на националната газопреносна мрежа.

Технологичните разходи за периода на бизнес плана са остойностени по пределна цена на продажба на природен газ на обществения доставчик, към момента на изготвяне на бизнес плана, без да се отчита компонентата за пренос на природен газ.

Прогнозните разходи за дейността по години от бизнес плана са посочени в следващата таблица:

Таблица № 10

| Видове разходи                                                       | 2020 г.<br>(хил. лв.) | 2021 г.<br>(хил. лв.) | 2022 г.<br>(хил. лв.) | 2023 г.<br>(хил. лв.) | 2024 г.<br>(хил. лв.) |
|----------------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>ОБЩО РАЗХОДИ</b>                                                  | <b>207 841</b>        | <b>262 073</b>        | <b>292 902</b>        | <b>307 440</b>        | <b>311 565</b>        |
| <b>I. Контролируеми експлоатационни разходи</b>                      | <b>89 226</b>         | <b>87 035</b>         | <b>89 909</b>         | <b>96 124</b>         | <b>101 814</b>        |
| <b>1. Условно-постоянни експлоатационни:</b>                         | <b>19 649</b>         | <b>13 228</b>         | <b>11 772</b>         | <b>13 527</b>         | <b>14 623</b>         |
| 1.1. Разходи за материали                                            | 3288                  | 3512                  | 3717                  | 3932                  | 4157                  |
| 1.2. Разходи за външни услуги                                        | 16 360                | 9716                  | 8055                  | 9594                  | 10 466                |
| 1.3. Разходи за заплати и възнаграждения                             | (...)                 | (...)                 | (...)                 | (...)                 | (...)                 |
| 1.4. Разходи за социални осигуровки                                  | (...)                 | (...)                 | (...)                 | (...)                 | (...)                 |
| 1.5. Социални разходи                                                | (...)                 | (...)                 | (...)                 | (...)                 | (...)                 |
| 1.6. Други разходи                                                   | (...)                 | (...)                 | (...)                 | (...)                 | (...)                 |
| <b>II. Променливи експлоатационни разходи</b>                        | <b>0</b>              | <b>0</b>              | <b>0</b>              | <b>0</b>              | <b>0</b>              |
| <b>III. Амортизационни отчисления</b>                                | <b>105 723</b>        | <b>155 959</b>        | <b>182 632</b>        | <b>188 657</b>        | <b>183 467</b>        |
| <b>IV. Директно прехвърляеми разходи</b>                             | <b>12 892</b>         | <b>19 078</b>         | <b>20 361</b>         | <b>22 659</b>         | <b>26 284</b>         |
| <b>1. Общи директно прехвърляеми разходи</b>                         | <b>2190</b>           | <b>3411</b>           | <b>3486</b>           | <b>3707</b>           | <b>4028</b>           |
| <b>2. Разходи, свързани с наложени задължения към обществото</b>     | <b>4904</b>           | <b>9307</b>           | <b>9307</b>           | <b>9307</b>           | <b>9307</b>           |
| <b>3. Разходи свързани с технологията по преноса на природен газ</b> | <b>5799</b>           | <b>6360</b>           | <b>7568</b>           | <b>9645</b>           | <b>12 949</b>         |

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

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

Прогнозната структура и обема на капитала по години са отразени в следващата таблица:

Таблица № 11

| Параметри                      | 2020 г.   | 2021 г.   | 2022 г.   | 2023 г.   | 2024 г.   |
|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Собствен капитал (хил. лв.)    | 1 528 497 | 1 530 496 | 1 591 631 | 1 667 645 | 1 773 095 |
| Дял на собствения капитал (%)  | 54,13%    | 44,12%    | 49,12%    | 54,99%    | 60,39%    |
| Привлечен капитал (хил. лв.)   | 1 295 432 | 1 938 343 | 1 648 601 | 1 365 232 | 1 163 491 |
| Дял на привлечения капитал (%) | 45,87%    | 55,88%    | 50,88%    | 45,01%    | 39,61%    |

Среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е 6,69% преди данъчно облагане, изчислена при използване на 52,20% собствен капитал с норма на възвръщаемост на собствения капитал от 8,16% и 47,80% привлечен капитал с норма на възвръщаемост от 4,09%.

Основните източници на финансиране на инвестиционната програма на „Булгартрансгаз“ ЕАД за дейностите по преноса на природен газ са: привлечен капитал по сключени договори за доставка и строителство на „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Проекта), заделената печалба след отчисление на дивидента, дължим на БЕХ ЕАД и амортизационните отчисления. Привлеченият капитал е планиран съгласно сключените договори за строителство с Обединение „Консорциум Аркад“ и Дружество по закона за задълженията и договорите (ДЗД) „Ферошал Балкангаз“.

Привлеченият капитал по договора с Обединение „Консорциум Аркад“ за изграждане на линейната част на Проекта е в размер на (...) хил. лв. при лихвен процент на годишна база от (...) %. Договорените плащания започват да се осъществяват след въвеждане в експлоатация на първия подетап на договорените строителни работи. Погасителният план по планираните привлечени средства с Обединение „Консорциум Аркад“ в табличен вид е

представен в бизнес плана, като са посочени приложим лихвен процент и плащанията от 2020 г. до 2030 г. за лихви и главница за всяка година.

Привлеченият капитал по Договор с ДЗЗД „Ферошал Балкангаз“ за изграждане на компресорни станции „Нова Провадия“ и „Расово“ е в размер на (...) хил. лв. при лихвен процент на годишна база за първата година от (...) %, за втората година от (...) % и за третата година от (...) %. Погасителният план по планираните привлечени средства с ДЗЗД „Ферошал Балкангаз“ в табличен вид е представен в бизнес плана, като са посочени приложим лихвен процент и плащанията от 2021 г. до 2023 г. за лихви и главница за всяка година.

Дружеството планира частично финансиране на отделни проекти от инвестиционната програма по грантови схеми, свързани основно с договорени финансираня по МФК и по програмата МСЕ.

Източниците на финансиране на инвестиционната програма са отразени в следващата таблица:

Таблица № 12

| Източници                    | 2020 г.<br>(хил. лв.) | 2021 г.<br>(хил. лв.) | 2022 г.<br>(хил. лв.) | 2023 г.<br>(хил. лв.) | 2024 г.<br>(хил. лв.) | Общо:<br>(хил. лв.) |
|------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------|
| Привлечен капитал            | 1 328 839             | 755 910               | 0                     | 0                     | 0                     | 2 084 749           |
| Заделена печалба             | 56 605                | 2 463                 |                       |                       |                       | 59 068              |
| Амортизационни отчисления    | 105 723               | 155 959               | 73 389                | 22 715                | 52 402                | 410 187             |
| Свободен паричен ресурс      |                       | 85 043                |                       |                       |                       | 85 043              |
| Безвъзмездно финансиране     | 0                     | 22 109                | 20 611                | 34 141                | 0                     | 76 861              |
| <b>Общо средства</b>         | <b>1 491 166</b>      | <b>1 021 485</b>      | <b>94 000</b>         | <b>56 855</b>         | <b>52 402</b>         | <b>2 715 908</b>    |
| <b>Необходимы инвестиции</b> | <b>1 491 166</b>      | <b>1 021 485</b>      | <b>94 000</b>         | <b>56 855</b>         | <b>52 402</b>         | <b>2 715 908</b>    |

#### 7. Очаквано финансово-икономическо състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД през периода 2020 – 2024 г. за дейността „пренос на природен газ“

„Булгартрансгаз“ ЕАД е представило: прогнозни счетоводен баланс, отчет за приходите и разходите и прогнозен паричен поток за периода. През периода дружеството прогнозира печалба, както следва: 107 926 хил. лв. за 2020 г., 4105 хил. лв. за 2021 г., 112 200 хил. лв. за 2022 г., 140 014 хил. лв. за 2023 г. и 192 850 хил. лв. за 2024 г.

Прогнозните приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в следващата таблица:

Таблица № 13

| Показатели                                                                  | Прогноза |         |         |         |         |
|-----------------------------------------------------------------------------|----------|---------|---------|---------|---------|
|                                                                             | 2020 г.  | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. |
| Общо приходи от регулирана дейност (хил. лв.)                               | 381 716  | 345 639 | 509 058 | 544 538 | 600 462 |
| Общо разходи от регулирана дейност (хил. лв.)                               | 261 798  | 341 078 | 384 391 | 388 967 | 386 184 |
| Счетоводна печалба (хил. лв.)                                               | 119 918  | 4561    | 124 667 | 155 571 | 214 278 |
| Финансов резултат (хил. лв.)                                                | 107 926  | 4105    | 112 200 | 140 014 | 192 850 |
| Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА) | 0,71     | 0,60    | 0,62    | 0,66    | 0,71    |
| Коефициентът на обща ликвидност (КА/КП)                                     | 21,87    | 17,39   | 10,03   | 5,89    | 10,03   |
| Коефициентът на финансова автономност СК/(ДП+КП)                            | 1,65     | 1,21    | 1,46    | 1,82    | 2,21    |

Дружеството прогнозира нарастване на общите приходи от 381 716 хил. лв. за 2020 г. на 600 462 хил. лв. през 2024 г. Приходите от продажби на услуги включват: приходи от дългосрочния договор, от входно-изходна тарифна система, от приходи, покриващи разходи, свързани с наложени задължения към обществото, от присъединяване и други приходи при извършване на лицензионната дейност.

Приходите от дългосрочния договор се увеличават от 247 825 хил. лв. за 2020 г. на 447 290 хил. лв. за 2024 г. Приходите от входно-изходна тарифна система се увеличават от

127 412 хил. лв. за 2020 г. на 141 870 хил. лв. за 2024 г. Приходите, покриващи разходи за съхранение на природен газ, свързани с наложени задължения към обществото, са в размер на 4904 хил. лв. за 2020 г. и в размер на 9307 хил. лв. за периода от 2021 г. до 2024 г. Приходите от присъединяване се увеличават от 102 хил. лв. за 2020 г. на 204 хил. лв. за 2024 г. Други приходи при извършване на лицензионна дейност се увеличават от 1473 хил. лв. за 2020 г. на 1791 хил. лв. за 2024 г. Ефективността на приходите от продажба на 100 лв. разходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД нараства, като от 139,42 през 2020 г. достига 147,31 лв. приходи на 100 лв. разходи в края на периода.

Дружеството прогнозира общите разходи да се увеличат от 261 798 хил. лв. за 2020 г. на 386 184 хил. лв. за 2024 г. Оперативните разходи се увеличават от 117 694 хил. лв. за 2020 г. на 150 506 хил. лв. за 2024 г. Разходите, свързани с технологията на преноса, се увеличават от 5443 хил. лв. за 2020 г. на 12 385 хил. лв. за 2024 г. Разходите за ползване на съоръжение за съхранение на природен газ за нуждите на преноса се увеличават от 701 хил. лв. за 2020 г. на 899 хил. лв. за 2024 г. Разходите за материали се увеличат от 3288 хил. лв. през 2020 г. до 4157 хил. лв. през 2024 г. Разходите за ремонти и вътрешнотръбни инспекции намаляват от 9433 хил. лв. през 2020 г. до 1987 хил. лв. през 2024 г. Разходите за външни услуги се увеличават от 8531 хил. лв. за 2020 г. на 10 647 хил. лв. за 2024 г. Прогнозните разходи за възнаграждения и осигуровки се увеличават от (...) хил. лв. за 2020 г. на (...) хил. лв. за 2024 г. Вноската за фонд „Сигурност на електроенергийната система“ се увеличава от 19 007 хил. лв. за 2020 г. на 29 923 хил. лв. за 2024 г. Други разходи за дейността се увеличават от (...) хил. лв. през 2020 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. Разходите за амортизации се увеличават от 105 723 хил. лв. през 2020 г. на 183 467 хил. лв. през 2024 г. Финансовите разходи се увеличават от 38 381 хил. лв. през 2020 г. на 52 211 хил. лв. през 2024 г. Разходите за данъци върху печалбата се увеличават от 11 992 хил. лв. през 2020 г. на 21 428 хил. лв. през 2024 г.

Общата сума на актива за дейността се увеличава от 3 641 533 хил. лв. през 2020 г. на 3 952 588 хил. лв. през 2024 г. Нетекущите активи се увеличат от 3 179 821 хил. лв. през 2020 г. на 3 806 580 хил. лв. през 2024 г. от увеличение на дълготрайните материални и нематериални активи. Дългосрочните вземания намаляват от 154 хил. лв. на 134 хил. лв. в края на периода. Текущите активи на дружеството намаляват от 461 712 хил. лв. за 2020 г. на 146 008 хил. лв. през 2024 г., в резултат на намаление на материалните запаси и наличните парични средства и еквиваленти.

Акционерният капитал на дружеството е в размер на 1 003 022 хил. лв. за 2020 г. и остава в непроменен размер за всяка година от периода на бизнес плана. Дружеството прогнозира увеличение на собствения капитал (включващ акционерен капитал, резерви, неразпределена печалба и текущ финансов резултат) от 2 266 429 хил. лв. за 2020 г. на 2 720 289 хил. лв. за 2024 г., в резултат на увеличение на резервите, неразпределената и текущата печалба.

Нетекущите пасиви намаляват от 1 353 990 хил. лв. за 2020 г. на 1 217 740 хил. лв. за 2024 г. Гаранциите по договори намаляват от 3433 хил. лв. на 121 хил. лв. Задълженията по заеми намаляват от 1 295 432 хил. лв. за 2020 г. на 1 163 491 хил. лв. за 2024 г. Задълженията към персонала от 9328 хил. лв. за 2020 г. намаляват на 8332 хил. лв. за 2024 г. Финансирането на дълготрайни активи остава с непроменена стойност от 45 797 хил. лв. за целия период на бизнес плана. Текущите пасиви намаляват от 21 115 хил. лв. за 2020 г. до 14 559 хил. лв. през 2024 г. Търговските и други задължения от 16 568 хил. лв. за 2020 г. намаляват на 10 071 хил. лв. за 2024 г. Задълженията към персонала от 1091 хил. лв. за 2020 г. намаляват на 1032 хил. лв. за 2024 г. Гаранциите по договори остават с непроменена стойност от 3456 хил. лв. за целия период на бизнес плана.

От представените прогнозни парични потоци за периода е видно, че паричните постъпления ще бъдат от оперативната дейност, като постъпления от търговски контрагенти. Плащанията от оперативната дейност са свързани с търговски контрагенти, с персонала, с вноски по фонд „Сигурност на електроенергийната система“ и данъци върху печалбата. По отношение на инвестиционната дейност на дружеството са предвидени плащания, свързани както с инвестиционни разходи за покупка на имоти, машини, съоръжения, така и с

плащания по главница. По отношение на финансовата дейност са предвидени постъпления от друга дейност и предоставени заеми и плащания за друга дейност, лихви и дивиденди.

От представените парични потоци за периода 2020 – 2024 г. е видно, че прогнозираните парични наличности са с положителни стойности в края на всяка една година от периода на бизнес плана.

***Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2020 – 2024 г.***

*Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал* е със стойности под 1. Това е показател, че дружеството може да има затруднения при инвестиране със собствен капитал на нови дълготрайни активи.

*Коефициентът на обща ликвидност* от 21,87 през 2020 г. намалява до 10,03 през 2024 г., но стойността му остава над 1. Това е показател, че дружеството ще разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

*Коефициентът на финансова автономност* показва степента на независимост от ползване на привлечени средства. Коефициентът е с стойност над 1 за целия период на бизнес плана, като от 1,65 за 2020 г. се увеличава до 2,21 за 2024 г. Това е индикатор, че дружеството ще притежава достатъчно собствени средства за покриване на дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Въз основа на направения анализ на стойностите на горепосочените показатели, може да се направи извод, че за периода 2020 – 2024 г. общото финансово състояние на „Булгартрансгаз“ ЕАД ще бъде добро.

#### ***8. Прогноза за цените на предоставяните услуги***

„Булгартрансгаз“ ЕАД е извършило редица дейности по въвеждане на входно-изходен модел в България. Съществен елемент от цялостния модел е въвеждането на входно-изходна тарифна система, на базата на която да бъдат определени цените за различните услуги, предлагани от оператора. В Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД се определят условията и редът за образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, включително начина на формиране на необходимите приходи чрез метода „горна граница на приходи“; определянето на тарифи и тарифни структури; разпределението на разходите (респ. на необходимите приходи) по входни и изходни точки/зони и по предоставяни услуги; редът за образуване и изменение на цените за достъп и пренос.

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

- *услуги по предоставяне на твърд капацитет за входните и изходни точки на газопреносната система:*

- услуга по предоставяне на твърд годишен капацитет;
- услуга по предоставяне на твърд тримесечен капацитет;
- услуги по предоставяне на твърд месечен капацитет;
- услуги по предоставяне на твърд дневен капацитет;
- услуги по предоставяне на твърд капацитет в рамките на деня.

- *услуги по предоставяне на прекъсваем капацитет за входните и изходни точки на газопреносната система:*

- услуга по предоставяне на прекъсваем годишен капацитет.
- услуга по предоставяне на прекъсваем тримесечен капацитет;
- услуги по предоставяне на прекъсваем месечен капацитет;
- услуги по предоставяне на прекъсваем дневен капацитет;
- услуги по предоставяне на прекъсваем капацитет в рамките на деня.

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

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

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

Цената за пренос се предвижда да включва следните компоненти: компонента за пренос, начислявана на всички входни и изходни точки на газопреносната система; технологична компонента, начислявана на всички входни и изходни точки на газопреносната система, свързана с променливите директно прехвърляеми разходи, свързани с технологията на преноса на природен газ и компонента за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото, начислявана на националните изходни точки/зони на газопреносната система.

Входно-изходната тарифна система ще се прилага за всички настоящи и бъдещи входни/изходни точки/зони на територията на Р България към/от преносната система, както и в рамките на обявявания свободен капацитет за съществуващи входни и изходни трансгранични точки извън капацитета, резервиран по дългосрочни договори.

#### **9. Прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи**

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

Съгласно чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката образуваните цени са пределни. Комбинираният оператор може да договаря, предлага и прилага по-ниски от образуваните цени по Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, при условие че това не води до кръстосано субсидиране. На тази база и отчитайки конюнктурата на пазара, „Булгартрансгаз“ ЕАД може да изготвя и прилага ефективна ценова стратегия, най-същественото в която е:

- поддържане на съвременен модел на ценообразуване на предоставяните услуги по преноса, съобразени с нуждите на различните ползватели на мрежата;
- подпомагане ефикасната търговия с природен газ и конкуренцията;
- предотвратяване на кръстосаното субсидиране между ползватели на мрежата;
- поддържане на оперативна съвместимост на преносните мрежи;
- нестресиране на пазара с чести и значителни изменения в цените чрез поддържане на устойчивото им равнище за по-продължителен период от време;
- осигуряване чрез цените на дългосрочната ефективност на предоставяните услуги.

#### **10. Определяне на области за повишаване на ефективността**

Дейността на „Булгартрансгаз“ ЕАД обхваща веригата от изграждане на преносните мрежи, тяхната поддръжка и експлоатация до осигуряване на качествени услуги по преноса на природен газ за клиенти и ползватели на преносната система. В дейностите по преноса на природен газ могат да се определят следните области за повишаване на ефективността: прилагане на съвременни компютърни системи за управление на процесите, съпътстващи преноса на природен газ; създаване на информационна платформа за управление на капацитета, заявките за пренос, балансирането на газопреносната система и обслужването на клиентите; внедряване на вътрешни правила и процедури за регламентиране и оптимизиране на координацията на дейностите и подразделенията в дружеството; квалификация на



персонала; подобряване на практиките по управление и развитие на човешките ресурси и осигуряване на приемственост, и рационализиране на снабдителния процес.

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

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

#### **КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

#### **РЕШИ:**

**Одобрява бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2020 – 2024 г.**

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

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**РОСИЦА ТОТКОВА**