



ПРОТОКОЛ

№ 214

София, 02.10.2020 година

Днес, 02.10.2020 г. от 10:03 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха А. Иванова - директор на дирекция „Природен газ“, Е. Маринова - директор на дирекция „Правна“ и експерти на КЕВР.

Председателят установи, че няма възражения по проекта за дневен ред и няма други предложения, както и няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно 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“ през газопреносните мрежи за периода 2020 – 2024 г.

Работна група: Агапина Иванова; Ремзия Тахир; Красимира Лазарова;
Снежана Станкова; Людмила Ненова; Сирма Денчева;
Александра Димитрова

2. Проект на решение относно заявление с вх. № Е-15-45-15 от 18.05.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи по Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Работна група: Агапина Иванова; Елена Маринова; Ремзия Тахир; Михаела Андреева; Грета Дечева; Сирма Денчева; Александра Димитрова;
Деница Лефтерова; Рада Башлиева

По т.1. Комисията, след 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. Едноличен 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 (НППМ), 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 неприсъствено 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 неприсъствено 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. РСІ 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 характеризиране 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 СЕФ 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 газокмпресорни 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. РСІ 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 м³/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 м³/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.
ОБЩО Годишна програма за инвестиции:	91 627	125 413	112 770	54 854	60 518	144 283	59,87%	48,26%	127,94%
РАЗДЕЛ I.1;I.2 - Изграждане на нови обекти, реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	73 799	109 326	99 701	47 944	49 544	132 670	64,97%	45,32%	133,07%
РАЗДЕЛ I.3 - Доставка на машини и оборудване	11 765	9164	6788	2479	6531	5142	21,07%	71,27%	75,75%
РАЗДЕЛ II.1 - Текущи инспекции, ремонти и поддръжка	1500	1463	1185	1929	1817	4151	129%	124,18%	350,28%
РАЗДЕЛ II.2 - Доставка на материали и консумативи	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%
Общо:	33 975	100%	31 680	100%	30 465	100%

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 плановите 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 плановите 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. м³/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 газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в близост до гр. Стара Загора с газопреносната 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. м³/год., с възможност да се увеличи до 5 млрд. м³/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 м³/ч, диаметър DN 250 и работно налягане PN 54 bar. Проектът се финансира с безвъзмездна финансова помощ по линия на Международен фонд „Козлодуй“ (МФК) в размер на 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 м³/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. м³/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 СЕФ. 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 II ри 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.
Входни точки			
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
Изходни точки			
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. резервиран капацитет	2021 г. резервиран капацитет	2022 г. резервиран капацитет	2023 г. резервиран капацитет	2024 г. резервиран 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/ 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 ИТ платформа за търговско диспечиране.

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. (хил. лв.)	2021 г. (хил. лв.)	2022 г. (хил. лв.)	2023 г. (хил. лв.)	2024 г. (хил. лв.)
ОБЩО Годишна програма за инвестиции:	1 491 166	1 021 485	94 000	56 855	52 402
РАЗДЕЛ I.1 - Изграждане на нови обекти	1 321 354	894 971	54 196	15 017	17 317
Линейна част	1 186 892	607 229	28 626	7542	9942
Компресорни станции, административни	2612	216 973	19 422	2363	2481

и експлоатационни райони					
АГРС и ГИС	124 789	65 399	4492	800	1057
Комуникационни и информационни системи	7061	5371	1657	4313	3838
РАЗДЕЛ I.2 - Реконструкция, рехабилитация и основни ремонти на ДМА	146 024	108 807	25 260	26 319	18 000
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
РАЗДЕЛ I.3 – Доставка на машини и оборудване	9026	7259	7743	7259	7743
РАЗДЕЛ II.1 - Текущи инспекции, ремонти и поддръжка	10310	5690	1703	3501	4244
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
РАЗДЕЛ II.2 – Доставка на материали и консумативи	4452	4758	5098	4758	5098

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

Таблица № 8

Видове активи	2020 г. (хил. лв.)	2021 г. (хил. лв.)	2022 г. (хил. лв.)	2023 г. (хил. лв.)	2024 г. (хил. лв.)
Инвестиции общо	1 491 166	1 021 485	94 000	56 855	52 402
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 различието 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
ОБЩО:	1 501,40	7 458,23	35 022,53	43 982,16
Разлика от представените инвестиции в Десетгодишния план и петгодишния бизнес план за периода 2020-2022 г	1 501,40	7 458,23	35 022,53	43 982,16

„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. м³ 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 м³ 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. м³ 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. м³, 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. м³, 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 отдих; 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, прогнозиран 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, прогнозиран на база отчетни данни и увеличението на количествата пренесен природен газ;
- разходите за командировки са прогнозиран на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ;
- обучение на персонала - прогнозиран 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 прогнозиран.

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, прогнозиран на база 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, прогнозиран 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 прогнозиран 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. м³ 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 остойнотени 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 остойнотени 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. (хил. лв.)	2021 г. (хил. лв.)	2022 г. (хил. лв.)	2023 г. (хил. лв.)	2024 г. (хил. лв.)
ОБЩО РАЗХОДИ	207 841	262 073	292 902	307 440	311 565
I. Контролируеми експлоатационни разходи	89 226	87 035	89 909	96 124	101 814
1. Условно-постоянни експлоатационни:	19 649	13 228	11 772	13 527	14 623
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	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
II. Променливи експлоатационни разходи	0	0	0	0	0
III. Амортизационни отчисления	105 723	155 959	182 632	188 657	183 467
IV. Директно прехвърляеми разходи	12 892	19 078	20 361	22 659	26 284
1. Общи директно прехвърляеми разходи	2190	3411	3486	3707	4028
2. Разходи, свързани с наложени задължения към обществото	4904	9307	9307	9307	9307
3. Разходи свързани с технологията по преноса на природен газ	5799	6360	7568	9645	12 949

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 газопрееносната 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 (ДЗЗД) „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. (хил. лв.)	2021 г. (хил. лв.)	2022 г. (хил. лв.)	2023 г. (хил. лв.)	2024 г. (хил. лв.)	Общо: (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
Общо средства	1 491 166	1 021 485	94 000	56 855	52 402	2 715 908
Необходими инвестиции	1 491 166	1 021 485	94 000	56 855	52 402	2 715 908

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 увеличат 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 намаляване 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.

Изказвания по т.1.:

Докладва С. Станкова. 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, който е приет от КЕВР с Решение по Протокол от 25.09.2020 г. по т. 2. На проведеното на 01.10.2020 г. открито заседание, представителите на „Булгартрансгаз“ ЕАД са заявили, че нямат възражение по доклада.

С. Станкова прочете проекта на решение:

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.

И. Иванов припомни, че вчера по време на откритото заседание е получено изцяло одобрението и от страна на заявителя.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

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.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров – за, Георги Златев - за, Евгения Харитоновна – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като разгледа подаденото заявление с № Е-15-45-15 от 18.05.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи за периода 2020-2024 г., доклад с вх. № Е-Дк-775 от 24.09.2020 г. и събраните данни от проведеното на 01.10.2020 г. открито заседание, установи следното:

Административното производство е образувано въз основа на постъпило в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-45-15 от 18.05.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи (НГП) и елементи съгласно чл. 18, ал. 1 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Методиката, обн., ДВ, бр. 72 от 29.08.2014 г., изм. и доп., ДВ., бр.76 от 30.09.2016 г., изм. и доп., ДВ, бр. 79 от 8.09.2020 г.) за регулаторен период от 2020 до 2024 г.

Със Заповед № 3-Е-84 от 22.05.2020 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проверка на подаденото заявление от финансово-икономическа и правна страна за установяване основателността на искането за утвърждаване на НГП за периода 2020 – 2024 г., при отчитане на параметрите на 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 същия период.

След извършена проверка на заявлението и приложенията към него са установени непълноти. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-15 от 28.05.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи: подробна обосновка и доказателства за отделните видове разходи, както и за връзката им с изпълнението на дейността „пренос на природен газ“; подробна обосновка за избрания подход за предвиденото освобождаване на натрупания в регулаторната сметка баланс и отразяването му върху необходимите приходи за първата година от новия регулаторен период. С писмо с вх. № Е-15-45-15 от 03.06.2020 г. дружеството е представило исканата информация.

С писмо с изх. № Е-15-45-15 от 21.08.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи: подробна обосновка за предложения размер от 9307 хил. лв. на разходите, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото, посочен в заявлението за утвърждаване на НГП, както и за заложеното им увеличение с 89,78% през 2021 г. спрямо

2020 г., като се има предвид че необходимите годишни приходи, покриващи разходи, възникващи от наложени задължения към обществото са в размер на 4843 хил. лв. съгласно Решение № Ц-34 от 13.08.2020 г. на КЕВР; обосновки за: начина на прогнозиране на инфлацията; промяна на коефициента за определяне на цената за превишен капацитет спрямо изминалия регулаторен период; промяната на съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ – от 90/10 на 85/15; разходи за наеми. От заявителя е изискано да представи и анализ на резултатите от прилагането през изминалия регулаторен период на утвърдените параметри с Решение № НГП-1 от 01.08.2017 г. С писмо с вх. № Е-15-45-15 от 28.08.2020 г. дружеството е представило исканата информация.

С писмо с вх. № Е-15-45-15 от 24.09.2020 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило неконфиденциална версия на документи към заявлението за утвърждаване на необходими годишни приходи със заличена търговска тайна.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се данни в заявлението за утвърждаване на необходими приходи за регулаторен период 2020-2024 г. и приложените документи са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-775 от 24.09.2020 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 206 от 25.09.2020 г., т. 3 и публикуван на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 3 от ЗЕ, на 01.10.2020 г. е проведено открито заседание, на което представителите на „Булгартрансгаз“ ЕАД са заявили, че нямат възражения по доклада.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, Комисията установи следното:

„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 комбиниран оператор на газопреносната система, обединяваща в единна система национална газопреносна мрежа за пренос на природен газ и газопреносна мрежа за транзитен пренос на природен газ, както и на подземното газохранилище „Чирен“ (ПГХ „Чирен“) за съхранение на природен газ с основно предназначение за покриване на сезонните неравномерности в потреблението и гарантиране сигурността на доставките на природен газ.

Заявителят е представил препис-извлечение от Протокол УС № 445 от 11.05.2020 г. от неписъствено заседание на Управителния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД, видно от което по т. 5.1. е взето решение за приемане проекта на заявление за утвърждаване на необходими приходи за дейността „пренос на природен газ“ за периода 2020 – 2024 г. Представен е и препис-извлечение от Протокол НС № 20 от 15.05.2020 г. от проведено неписъствено заседание на Надзорния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД, видно от което по т. 1.1. е взето решение, с което се утвърждава проекта на заявление за утвърждаване на необходими приходи за дейността „пренос на природен газ“ за периода 2020 – 2024 г.

С Решение № НГП-1 от 01.08.2017 г. КЕВР е утвърдила на „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими годишни приходи за първата година от регулаторен период 2017 – 2019 г.

Резултати от прилагането на утвърдените параметри с Решение № НГП-1 от 01.08.2017 г. през изминалия регулаторен период:

От началото на газовата година 2017/2018 е въведен входно-изходния тарифен модел за определяне на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. От модел на ценообразуване „пощенска марка“ с цени на база пренесени количества природен газ е преминато към модел на ценообразуване с индивидуални цени за всяка входна/изходна точка/зона с преобладаващ дял на капацитетно базираните тарифи. Въведени са и тарифирани капацитетни продукти с различна продължителност (годишни, тримесечни, месечни, дневни, в рамките на деня и превишен капацитет), както и отделни компоненти на цената за пренос (обща компонента, технологична компонента и компонента за компенсиране на наложени задължения към обществото). Капацитетните продукти се предлагат на твърда и прекъсваема база.

Анализът на приходите, събирани от отделните компоненти на въведената тарифна система за периода 01.10.2017 г. до 01.08.2020 г. показва следното:

Общите приходи, събрани за периода при прилагане на входно-изходната тарифна система, са в размер на (...) хил. лв. От тях 84,90% или (...) хил. лв. са събрани от прилаганите тарифи за резервиран капацитет, а 15,1% или (...) хил. лв. - от прилагани тарифи на база пренесени количества природен газ. От реализацията на твърди капацитетни продукти са събрани 99,35% от приходите, отнесени към капацитетни продукти, като най-голям дял в приходите имат годишните продукти – 42,67%. Делът на останалите капацитетни продукти в общите събрани приходи от капацитетни продукти е, както следва: тримесечни – 17%; месечни – 23,89%; дневни - 12,36%; в рамките на деня – 0,75%; превишен капацитет – 3,34%. Реализацията на прекъсваеми продукти е основно на месечни прекъсваеми продукти с дял от 69,30% в приходите от прекъсваеми продукти и дневни прекъсваеми продукти с дял от 26,70%.

Отделните компоненти на цената за пренос имат следните дялове в приходите, получени на база пренесени количества природен газ:

- Обща компонента на цената за пренос – 37,62%;
- Технологична компонента – 40,04%;
- Компонента за компенсиране на наложени задължения към обществото – 22,34%.

Общите приходи (при прогнозни директно прехвърляеми разходи за газова година 2019/2020 г.), образувани по реда на Методиката и определени за събиране през регулаторен период 2017 – 2019 г., възлизат на 873 141 хил. лв., разпределени по години, както следва, за:

- събиране през газовата година 2017/2018 – (...) хил. лв.;
- събиране през газовата година 2018/2019 – (...) хил. лв.;
- събиране през газовата година 2019/2020 – (...) хил. лв.

От тях, от действащи дългосрочни договори с фиксирани цени (включително прогнозиран да бъдат събрани за газовата 2019/2020 г.) са събрани (...) хил. лв., което представлява (...) % от общите необходими приходи за периода.

Приходите, събрани от прилагането на входно-изходната тарифна система (включително прогнозиран да бъдат събрани за газова 2019/2020 година) са (...) хил. лв.

Разликата между събраните приходи от дейността и определените за събиране за периода възлиза на 97 575 хил. лв. или 11,18% от общите необходими приходи за периода. Разликата се дължи основно на разлики между прогнозирания курс и реалния курс BGN/USD, допълнителни резервации на капацитет на междусистемни точки извън прогнозираните, както и отчетена ниска степен на използване на резервирани капацитетни продукти. Съгласно Методиката съответната разлика следва да бъде възстановена през втория регулаторен период.

Съгласно чл. 18, ал. 1 от Методиката, преди началото на всеки регулаторен период по предложение на оператора, Комисията с решение утвърждава на оператора:

- необходимите годишни приходи и базови необходими приходи за дейността по пренос за първата година от регулаторния период;
- базата за възвръщаемост по години за регулаторния период;
- нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период;
- прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката за първата година от регулаторния период, като преценява тяхната икономическа обоснованост;
- коефициент за подобряване на ефективността, който се прилага по отношение на прогнозните експлоатационни разходи;
- коефициент на изглаждане на базовите необходими приходи за регулаторния период.

С решението по чл. 18, ал. 1 от Методиката в съответствие с резултатите от проведената консултация по чл. 17а от същата Методика, Комисията утвърждава за регулаторния период: съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ; съотношението за разпределението на

необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки (чл. 18, ал. 3 от Методиката).

Съгласно чл. 18а от Методиката за всеки ценови период, операторът внася в Комисията предложение за:

- входни и изходни точки/зони, за които се определят цените за достъп и пренос;
- коефициенти за определяне на цените за достъп за резервиране на краткосрочни капацитетни продукти на база на цената за референтен твърд капацитет;
- сезонни множители за определяне на цените за резервиране на краткосрочни капацитетни продукти;
- отстъпка при образуване на цени за достъп за резервиране на прекъсваеми капацитетни продукти;
- отстъпка при определяне на цени за достъп за входни/изходни точки към/от съоръжения за съхранение на природен газ;
- отстъпка при образуване на цени за достъп за входни точки от съоръжения за втечен природен газ (ВПП) и за входни точки от и изходни точки към инфраструктура, разработена с цел преодоляване на изолацията на държави-членки по отношение на техните преносни системи.

I. Регулаторен период

„Булгартрансгаз“ ЕАД предлага вторият регулаторен период да бъде с продължителност пет години – от 2020 до 2024 г. Същият е обоснован от дружеството със следното: стимули за приходи от ефективност: колкото по-дълъг е периодът, толкова по-големи са стимулите; отклонение от определената норма на възвращаемост: при по-продължителен период, вероятността регулираното дружество да има по-голямо отклонение на получените приходи от утвърдените е по-голяма; административни разходи, колкото е по-дълъг периодът административните разходи са по-ниски, както за регулираното дружество, така и за регулаторния орган; регулаторен риск: по-дългият период води до по-нисък регулаторен риск, като стимулира инвестициите.

Заявителят счита, че петгодишен регулаторен период би постигнал добро балансиране между горепосочените фактори. В допълнение посочва, че в европейската практика регулаторните периоди са с продължителност от 3 до 5 години.

Съгласно чл. 6, ал. 3 от Методиката, регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, определен с решение на Комисията по предложение на оператора.

Видно от гореизложеното, предложеният от „Булгартрансгаз“ ЕАД регулаторен период с продължителност пет години е обоснован и е в съответствие с чл. 6, ал. 3 от Методиката.

Съгласно т. 18 от Допълнителните разпоредби (ДР) на Методиката „регулаторен период“ е период, на базата на който се определят необходимите приходи на оператора за целите на формиране на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система и може да включва два или повече ценови периода.

Съгласно т. 19 от ДР на Методиката „ценови период“ е период от една година, започващ на 1 октомври и завършващ на 30 септември, през който цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система остават непроменени.

Предвид горното е обосновано регулаторния период да започва от 1 октомври 2020 г. и да завършва на 30 септември 2025 г.

II. Входни и изходни точки/зони за нуждите на ценообразуването

Съгласно чл. 18а на Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване за нуждите на ценообразуването следните входни и изходни точки/зони, принадлежащи на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за които да бъдат определени цени за достъп и пренос:

Входно/Изходна точка „Негру Вода/Кардам“ – част от газопреносна система, съвпада с агрегираната точка между входно-изходните точки „Негру Вода 1/Кардам“ и „Негру Вода 2, 3/Кардам“;

Входна зона „Местен добив“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, обединяваща всички входни точки, свързани с добивни предприятия на територията на Р България, съвпада с агрегираната входна точка „Агрегирани входи“;

Изходна зона „България“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, обединяваща всички изходни точки на газопреносната система към газоразпределителни мрежи и клиенти на природен газ на територията на Република България, съвпада с агрегираната зона между изходна точка „Агрегирани изходи национална газопреносна мрежа (НГПМ)“ и изходна точка „Агрегирани изходи газопреносна мрежа за транзитен пренос (ГМТП)“;

Входно/Изходна точка „ГИС Чирен“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвпада с входно/изходна точка „ГИС Чирен“;

Входно/Изходна точка „Кулата/Сидирокастро“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвпада с входно/изходна точка „Кулата/Сидирокастро“;

Изходна точка „Кюстендил/Жидилово“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвпада с изходна точка „Кюстендил/Жидилово“;

Входно/Изходна точка „Русе/Гюргево“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвпада с входно/изходна точка „Русе/Гюргево“;

Входно/Изходна точка „Странджа/Малкочлар“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвпада с агрегираната точка между изходна точка „Странджа 2/Малкочлар“ и входно-изходна точка „Странджа/Малкочлар“;

Изходна точка „Киреево/Зайчар“ – част от газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, съвпада с изходна „Киреево/Зайчар“;

Същите точки са одобрени с Решение № ВТ-1 от 13.02.2020 г. на КЕВР за одобряване на актуализиран списък с важни точки от газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Дружеството е предложило за утвърждаване за нуждите на ценообразуването и следната входно-изходна точка на газопреносната система, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за която да бъдат определени цени за достъп и пренос:

Входна точка с „IGB“ – точка на свързване на интерконектора IGB с националната газопреносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в близост до гр. Стара Загора.

III. Тарифна структура

Съгласно чл. 21 от Методиката тарифната структура на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система се определя от оператора. С цел образуване на цените за достъп и пренос през газопреносната система, утвърдените НГП се разпределят по ценовите компоненти от тарифната структура. Съгласно чл. 22, ал. 1, т. 1 и т. 2 от Методиката, цените от тарифната структура могат да включват: цена за достъп, която се определя в левове за единица капацитет за период на предоставяне, изразена в лв./MWh/ден/период на предоставяне; цена за пренос, която се определя в левове за енергийни единици природен газ, изразена в лв./MWh.

Във връзка с чл. 21 от Методиката, със заявлението си „Булгартрансгаз“ ЕАД е заявило следната тарифна структура:

1. Цена за достъп със следните капацитетни продукти:

- цена за достъп за годишен капацитетен продукт в лв./MWh/ден/година;
- цена за достъп за тримесечен капацитетен продукт лв./MWh/ден/тримесечие;
- цена за достъп за месечен капацитетен продукт лв./MWh/ден/месец;
- цена за достъп за дневен капацитетен продукт лв./MWh/ден;
- цена за достъп за капацитетен продукт „в рамките на деня“ в лв./MWh/ден.

2. Цена за пренос, която включва:

- обща компонента за пренос в лв./MWh;
- технологична компонента за пренос в лв./MWh;

- компонента за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото в лв./MWh.

Операторът предлага следното разпределение на необходимите приходи към компонентите на цената за пренос:

- необходимите приходи, разпределени към общата компонента на цената за пренос, да се покриват от всички входни и изходни точки/зони на газопреносната система в зависимост от разпределените количества природен газ на тези точки/зони;

- необходимите приходи, разпределени за технологична компонента на цената за пренос, да се покриват от всички входни и изходни точки/зони на газопреносната система, в зависимост от разпределените количества природен газ на тези точки/зони;

- необходимите приходи за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото да се покриват от всички изходни точки на изходна зона „България“, в зависимост от разпределените количества природен газ на тези точки/зони.

Съгласно чл. 34 от Методиката, за всеки ценови период от регулаторния период операторът определя с решение цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/зони на база утвърдените НГП за този ценови период. в срок не по-късно от 30 дни преди ежегодния търг за годишен капацитет в съответствие с календара на ENTSOG.

IV. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ

На основание чл. 18, ал. 3, т. 1 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага за утвърждаване следното съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цена за достъп и от цена за пренос:

- 85%, покривани от цената за достъп;

- 15%, покривани от цената за пренос.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, за да бъдат определени необходимите приходи, отнесени за изплащане от цена за достъп и от цена за пренос, се прилагат два подхода. Единият се основава на правилото, че променливите разходи се отнасят към цената за пренос, а условно-постоянните разходи и възвръщаемостта върху регулаторната база към цената за достъп. Другият подход е да бъде определено съотношение на изплащане на общите необходими приходи административно: на такива, изплащани от цена за достъп и на такива, изплащани от цена за пренос. Според дружеството, вторият подход е по-широко използван, а и е единственият възможен при прилагането на заявената тарифна структура от оператора на преносната система, тъй като основната част от променливите разходи (технологични разходи, разходи за горивен газ и ел. енергия за работа на компресорните станции) за регулаторния период са отнесени към т.нар. технологична компонента – компонента на общата цена за пренос.

Във връзка с горното, операторът се позовава и на данни от международната практика. Част от страните в Европа прилагат, както цена за достъп, така и цена за пренос. Предвид практиката в Европа дружеството обобщава, че в тези страни съотношението достъп/пренос показва ясна тенденция по-голям процент от приходите да се възстановява от цената за достъп. Наблюдаваното съотношение между приходи от цена за достъп и цена за пренос отразява по-високия дял на постоянните разходи (капиталови и постоянни разходи за експлоатация и поддръжка) в сравнение с променливите разходи (променливи разходи за експлоатация и поддръжка) в газопреносните мрежи.

В тези приходи не са включени разпределените за т.нар. технологична компонента и необходимите приходи за покриване на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, формиращи отделна компонента, тъй като тези разходи са включени изцяло към необходимите годишни приходи на цената за пренос (по аргумент от чл. 25 от Методиката).

На основание чл. 30, ал. 1 от Методиката, необходимите годишни приходи се разделят на приходи, събирани от цена за достъп, и приходи, събирани от цена за пренос. Съгласно чл. 30, ал. 2 от Методиката, цената за пренос е еднаква за всички входни и

изходни точки и ценови зони и се изчислява, като необходимите годишни приходи, разпределени към тази цена, се разделят на сумата от очакваните годишни количества природен газ на входни и на изходни точки на газопреносната система. Според чл. 30, ал. 3 от Методиката, необходимите годишни приходи, разпределени за събиране чрез цена за достъп, се разпределят по входните точки/зони и изходните точки/зони и по различни видове услуги за предоставяне на капацитет, както е описано в ал. 4 – 6 от същия член.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че за да възстанови своите разходи, може да определи тарифи на база пренесено количество природен газ (цени за пренос) или на база договорен капацитет (цени за достъп). Цената за капацитет (тарифен елемент за MWh/ден) се заплаща срещу правото на ползвателя да използва газопреносната система за периода на договора, сключен с оператора, където правото да използва системата се определя посредством максимално дневно количество, резервирано от ползвателя за периода на договора в единици за измерване на енергия. В допълнение, на ползвателя могат да бъдат наложени такси за превишаване на капацитета, ако той надвиши тези резервирани стойности. Дружеството посочва, че цената за пренос се налага на база действително използване на системата или реалното потребление, изразено в MWh, т.е. стойността за единица обем природен газ, пренесен от входна до изходна точка/зона.

Наложената тенденция в практиката на европейските оператори на преносни системи е да се върви към покриване на необходимите приходи за дейността изцяло от капацитетно базирани цени, като цените, налагани за пренесени количества природен газ (ако се прилагат такива) изплащат единствено разходи, които са в пряка зависимост от пренесените количества природен газ (променливи разходи).

Въпреки горната тенденция, с оглед относително ниското ниво на развитие на пазара на природен газ в страната и плавния преход от цени, изцяло базирани на пренесени количества природен газ, към цени за капацитетни продукти (до 01.10.2017 г. прилаганите цени от газопреносния оператор са изцяло на база пренесени количества природен газ), както и предвид изразените мнения от ползватели на газопреносната система и заинтересовани страни в хода на проведени обсъждания на резултатите от прилагането на новия входно-изходен тарифен модел, заявителят е предложил през новия регулаторен период (2020 – 2024 г.), цените на база пренесени количества природен газ да имат следната структура: обща компонента на цената за пренесени количества природен газ – покрива 15% от постоянните необходими приходи, изплащани чрез прилагането на входно-изходната тарифна система; технологична компонента на цената за пренесени количества природен газ – покрива технологични оперативни разходи, пряко зависими от пренесените количества природен газ, изплащани чрез прилагането на входно-изходната тарифна система.

Такава структура на покриване на необходимите приходи би била в интерес на ползвателите на газопреносната система, собственост на дружеството, като в сравнение с приложимата понастоящем структура (90%, покривани от цената за достъп и 10%, покривани от цената за пренос) увеличава дела на необходимите приходи, изплащани на база на пренесени количества природен газ, като по този начин намалява риска от загуби вследствие на нереализация на резервиран капацитет. Предложената промяна в съотношението не би се отразила на събираемостта на утвърдените необходими приходи от оператора.

Предвид гореизложеното, предложеното от „Булгартрансгаз“ ЕАД съотношение за разпределение на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ е обосновано.

V. Съотношение за разпределение на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки/зони

На основание чл. 18, ал. 3, т. 2 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага за утвърждаване следното съотношение за разпределение на необходимите приходи, покривани от цената за достъп по входни и изходни точки/зони:

- 50% от необходимите приходи, разпределени към цена за достъп, да бъдат покривани от входните точки/зони на газопреносната система;
- 50% от необходимите приходи, разпределени към цена за достъп, да бъдат покривани от изходните точки/зони на газопреносната система.

Заявителят обосновава предложението си с аргумента, че в основата на определянето на цената за достъп по входни и изходни точки/зони е механизмът в Методиката за разпределение на разходите, който алокира необходимите приходи, отнесени за събиране от цена за достъп по входни и изходни точки/зони на газопреносната система. Същият се базира на матричен подход, при който тези необходими приходи се разпределят в зависимост от извършените инвестиции, топологията на преносната мрежа, техническите и резервирани капацитети. Важен параметър при това разпределение е така нареченото „входно-изходно разпределение“, което показва какъв процент от необходимите приходи, отнесени към цена за достъп ще се генерират от всички входни точки/зони на газопреносната система и какъв от всички изходни точки/зони на системата. В тази връзка, дружеството посочва, че в Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 г. за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ (Регламент (ЕС) 2017/460) е определено базово разпределение, което предполага разпределението на приходи от цена за достъп от входни и от изходни точки/зони да бъде 50:50. Дружеството посочва, че изборът за уеднаквяване на приходите, получени от продажбата на входящ и изходящ капацитет цели равни условия за ползватели, вкарващи природен газ в газопреносната система и ползватели, изкарващи природен газ от нея, имайки предвид съществуването на виртуална търговска точка в системата.

Предвид гореизложеното, предложеното от заявителя съотношение на разпределение на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки/зони е обосновано.

VI. Необходими годишни приходи и базови необходими приходи за дейността по преноса за първата година от регулаторния период

На основание чл. 18, ал. 1, т. 1 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване общи НГП за преносната система *за първата година от регулаторния период*.

Съгласно чл. 7, ал. 1 от Методиката, НГП за всяка година от регулаторния период се изчисляват като сбор от базовите необходими годишни приходи (БНГП) за съответната година, директно прехвърляемите разходи за съответната година от регулаторния период и годишна корекция за съответната година от регулаторния период, отразяваща освобождаването на регулаторната сметка.

Предложените от „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими годишни приходи за първата година от регулаторния период са в размер на 314 118 хил. лв. и включват:

1. Базови необходими годишни приходи за първата година от регулаторния период (2020/2021 г.) в размер на 409 503 хил. лв., като БНГП за 2019 г. са в размер на 373 507 хил. лв. За определянето на БНГП за ценови период 2020/2021 г. заявителят е изчислил произведението на постигнатите БНГП за 2019 г. и разликата между единица и определения коефициент за изглаждане на НГП в размер на -0,0964, получен при решаване на уравнението по чл. 7, ал. 3 от Методиката.

БНГП за следващите години от регулаторния период се изчисляват, съгласно чл. 7, ал. 2 от Методиката, като се вземат предвид: размерът на БНГП за предходната година; инфлацията за предходната година, измерена с индекса на потребителските цени, и коефициентът за изглаждане на НГП за регулаторния период.

По отношение на предложения коефициент за изглаждане на НГП за регулаторния период, аргументи за неговото изчисление съгласно чл. 7, ал. 3 от Методиката, са изложени по-долу в настоящия доклад.

Предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД средногодишна прогнозна инфлация за регулаторния период е в размер на 1,2%. Заявителят е прогнозировал размера на годишния инфлационен индекс за регулаторния период на база настъпилата рецесия на икономиката

в световен мащаб, свързана с икономическата криза в следствие на пандемията от Covid 19. Очакванията са за рязко намаляване на търсенето в глобален мащаб, което да рефлектира върху ограничаване на инфлационните тенденции, като доведе до ниски стойности на отчетената инфлация. Съгласно проучване на Европейската комисия от май 2020 г. (https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-performance-and-forecasts/economic-forecasts/spring-2020-economic-forecast-deep-and-uneven-recession-uncertain-recovery_bg) за 2020 г. и 2021 г. се очаква потребителските цени да спаднат значително поради намаляването на търсенето и резкия спад на цените на петрола, като взети заедно те биха компенсирали изолираните случаи на увеличение на цените, в резултат на прекъсвания на доставките, свързани с пандемията. Текущата прогноза за измерената чрез хармонизирания индекс на потребителските цени (ХИПЦ) инфлация в еврозоната е за 0,3% през 2020 г. и 1,1% през 2021 г. Предвижда се инфлацията в ЕС да бъде 0,6% през 2020 г. и 1,3% през 2021 г.

Според заявителя направените прогнози за България за 2020 г. и 2021 г. сочат стойности на ХИПЦ от около 1,1%, като очакванията са тази тенденция да се запази и през следващите години.

Съгласно § 1, т. 24 от Допълнителната разпоредба на Методиката индексът на потребителските цени (Consumer Price Index) е годишният официален индекс на инфлация, определен от Националния статистически институт (НСИ). По данни на НСИ, индексът на потребителските цени за дванадесет месечен период (месец април 2020 г. спрямо месец май 2019 г.) е 101,7%, т.е. инфлацията е 1,7%.

Предвид горното е обосновано да се приеме предложението от заявителя прогнозен размер от 1,2% на средногодишна инфлация за периода 2020 – 2024 г.

С оглед изложеното, предложените БНГП за дейността по пренос за първата година от регулаторния период са обосновани.

2. Директно прехвърляемите разходи са в размер на 12 880 хил. лв., от които:

- директно прехвърляеми разходи (общи) в размер на 2190 хил. лв.;
- директно прехвърляеми разходи, формиращи технологична компонента на цената за пренос в размер на 5847 хил. лв.;
- заявени директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки на изходна зона „България“, покриващи наложени задължения към обществото в размер на 9307 хил. лв.

Според дадената обосновка, на „Булгартрансгаз“ ЕАД са наложени задължения към обществото със Заповед № РД-16-675 от 21.05.2014 г. на Министъра на икономиката и енергетиката. На дружеството е вменено задължението да закупи за собствена сметка 140 млн. м³ природен газ, като го съхранява в ПГХ „Чирен“ с цел осигуряване 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 м³ природен газ без ДДС. Към момента, за сигурността на снабдяването, съгласно Заповед на министъра на енергетиката ЕРД-16-148 от 16.04.2018 г. се съхраняват 115 млн. м³ природен газ, оценени по стойност на придобиване на 66 723 хил. лв. Според дружеството структурата на разходите за покриване на наложени задължения към обществото към настоящия момент има две компоненти: разходи за съхранение на природен газ в обем от 115 млн. м³, 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. м³, 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. Във връзка с горното, тяхната стойност 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 преди данъчно облагане от 6,69%.

Начисляването на норма на възвръщаемост на капитала в размер 6,69%, върху стойността на закупените количества природен газ, покриващи наложени задължения към обществото е необосновано. В тази връзка, предложеният от заявителя размер на директно прехвърляеми разходи, формиращи компонентата от цената за пренос, покриваща наложени задължения към обществото – 9307 хил. лв. следва да бъде намален и признат в размер на 4843 хил. лв. в съответствие с Решение № Ц-34 от 13.08.2020 г. на КЕВР за утвърждаване на НГП и цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжение за съхранение.

3. Съгласно чл. 16а операторът коригира НГП със суми, получени вследствие на несъответствие между действително получените годишни приходи и утвърдените НГП от предходни ценови периоди. За целта операторът поддържа специална регулаторна сметка, в която ежегодно се натрупват годишните разлики между действително получени приходи и ревизираните НГП. Механизмът на регулаторната сметка е в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/460 и определя неутралността на преносния оператор по отношение на утвърдените необходими приходи за регулаторния период, като изисква надвзетите/недовзетите приходи да се възстановят от/на оператора в следващия регулаторен период. Натрупаният баланс в регулаторната сметка се освобождава в края на регулаторния период и се покрива чрез корекция на определените НГП за следващия регулаторен период.

За първия регулаторен период „Булгартрансгаз“ ЕАД отчита разлика с изчислените по реда на Методиката НГП в размер на надвзет приход от 97 575 хил. лв., като реализираните приходи и директно прехвърляемите разходи за последната година са прогнозни. Тази разлика представлява 11,31% от сумарните НГП за първия регулаторен период, като е формирана основно от повишеното търсене на услуги по преноса през последната година на периода. Предвид разпоредбата на чл. 16а от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага установената положителна разлика между действително получените приходи и ревизираните необходими приходи за първия регулаторен период да бъде освободена в края на регулаторния период, като се извърши корекция чрез намаляване с тази разлика на необходимите приходи през първата година от втория регулаторен период, т.е. през газова година 2020/2021. Заявителят обосновава предложението си с динамиката в прогнозните приходи от сключени дългосрочни договори с фиксирани цени. Вследствие на относително по-ниските очаквани приходи по дългосрочни договори с фиксирани цени за първата година от регулаторния период се увеличава дела на приходите, покривани от прилагането на цени по въведената входно-изходна тарифна система. Освободената регулаторна сметка през 2020 г. би компенсирала този ефект, като при нейното освобождаване резултатните тарифи биха били близки до приложените през газова година 2019/2020. Целта на предложението е плавно изменение на приложимите тарифи и нестресиране на пазара на природен газ.

Предвид всичко изложено, предложените НГП за преносната система за първата година от регулаторния период са обосновани.

VII. База за възвръщаемост по години за регулаторния период

На основание чл. 18, ал. 1, т. 2 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване база на възвръщаемост по години за регулаторния период, както следва: за 2020 г. – 3 001 251 хил. лв.; за 2021 г. – 3 892 368 хил. лв.; за 2022 г. – 3 792 409 хил. лв.; за 2023 г. – 3 636 637 хил. лв. и за 2024 г. – 3 516 332 хил. лв.

Съгласно разпоредбата на чл. 13 от Методиката, базата на възвръщаемост е базата, върху която операторът получава възвръщаемост от вложения капитал. Базата на възвръщаемост за образуване на необходимите приходи за всяка година от регулаторния период включва активите, които са придобити възмездно от оператора, обслужват дейността по пренос на природен газ по газопреносната система и се определя на база одобрен от Комисията бизнес план на оператора.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че включените активи при определяне на необходимите приходи са в съответствие с внесения със заявление с вх. № Е-15-45-14 от 16.05.2020 г. бизнес план на дружеството за периода 2020 – 2024 г. В състава на тези активи е включен и дял от активите, използвани в общи дейности, обслужващи трите издадени лицензни (пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа, пренос на природен газ по преносната мрежа за транзитен пренос и съхранение на природен газ). Тези активи са разпределени на база на дела на съответните активи в активите, обслужващи трите лицензионни дейности, към края на 2019 г.

Включените активи са разделени на: преносни газопроводи – линейна част; съоръжения; компресорно оборудване; кабелни мрежи; компютърна и комуникационна техника; сгради и конструкции; земи; амортизируем буферен газ в преносната система; неамортизируем буферен газ в преносната система; дълготрайни нематериални активи и други дълготрайни материални активи (ДМА). Стойностите, формиращи базата за възвръщаемост по години от регулаторния период и за базовата година са представени в следващата таблица:

Таблица № 1

№	Активи	Единица мярка	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	Призната стойност на ДА/нетекущи активи, в т.ч.	хил. лв.	3 080 346	3 989 676	3 905 910	3 778 975	3 652 777
1.1	Балансова стойност на ДМА/нетекущи активи , свързани с дейността	хил. лв.	3 073 991	3 980 472	3 898 013	3 771 004	3 644 915
1.2	Балансова стойност на ДНА/нетекущи активи , свързани с дейността	хил. лв.	6355	9203	7898	7971	7861
2	Балансова стойност на ДА, придобити за сметка на финансираня, изградени със средства на потребителите или придобити чрез безвъзмездно прехвърляне	хил. лв.	90 971	109 268	125 401	154 196	148 275
3	Необходим оборотен капитал	хил. лв.	11 876	11 959	11 900	11 859	11 830
4	Регулаторна база на активите	хил. лв.	3 001 251	3 892 368	3 792 409	3 636 637	3 516 332
5	Норма на възвръщаемост		6,69%	6,69%	6,69%	6,69%	6,69%
6	Възвръщаемост	хил. лв.	200 784	260 399	253 712	243 291	235 243

Съгласно изискванията на чл. 13, ал. 2 от Методиката, при определяне на базата за възвръщаемост от балансовата стойност на активите, обслужващи дейността по пренос е извадена балансовата стойност на групата активи, придобити за сметка на финансиране, включително и придобити за сметка на такса присъединяване. В активите, не са включени активи по чл. 13, ал. 3 от Методиката – активи, които не са свързани с дейността по пренос на природен газ (в т.ч. почивни станции и други социални обекти) и/или отдадени под наем, изведени от експлоатация; активи, които имат остатъчна стойност и предстои да бъдат изведени от експлоатация през първата година на регулаторния период и активи под формата на незавършено строителство. В активите, формиращи базата за възвръщаемост за дейността пренос на природен газ през газопреносната система, не са включени и активи, пряко обслужващи дейността по балансиране на пазара на природен газ.

Инвестиционна компонента за образуване на необходимите приходи за съответната година от регулаторния период се определя като сума на прогнозните инвестиции за съответната година от регулаторния период, необходими за дейността по преноса на природен газ и в съответствие с предложения за одобряване бизнес план на оператора.

Заявителят е представил технико-икономическа обосновка относно инвестициите, които ще бъдат извършени през регулаторния период по години, по направления и групи обекти. Дружеството уточнява, че предвидените инвестиции за периода 2020 – 2024 г. са залегнали в бизнес плана. В предложението за утвърждаване на необходими приходи са посочени прогнозните инвестиции, обслужващи дейността по пренос на природен газ по газопреносната система съгласно издадените лицензии на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Според оператора основните цели на предвидените инвестиции са да бъде гарантирана сигурността и надеждната експлоатация на газопреносната система, да бъдат създадени

условия за устойчиво развитие на пазара на природен газ, както и за развитието на преносната инфраструктура като съществена част от единния европейски енергиен пазар. Инвестициите са разделени по следните направления: разширение на газовата инфраструктура за пренос и транзитен пренос; реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА от газопреносната система, заедно със спомагателните мрежи към тях за повишаване и гарантиране на техническата сигурност и безопасност на транспортирането на природен газ и за опазване на околната среда; текуща поддръжка на съществуващите ДМА за гарантиране ефективната им и безаварийна експлоатация. В изпълнение на основните инвестиционни проекти за периода 2020 – 2024 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е разработило средносрочна инвестиционна програма за петгодишен период и годишни програми с два основни вида дейности:

1. Инвестиционни проекти – мероприятия за разширение, реконструкция, модернизация и основни ремонти, групирани в три основни направления: изграждане на нови обекти; реконструкция, модернизация и рехабилитация; доставка на машини и оборудване.

2. Експлоатационна поддръжка – ремонти с инвестиционен характер, обезпечаващи функционирането, поддържането и повишаването на надеждността на газовата инфраструктура и доставка на материали и консумативи.

Инвестиционната програма се съставя въз основа на постъпили заявки от експлоатационните райони на дружеството.

Основните инвестиционни проекти са групирани в направления, както следва:

- 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 – Кранов възел (КВ) и АГРС Игнатиево; станции за очистване 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 информационна система „Платформа за търговско диспечирание“;

- Реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА от газопреносната система заедно със спомагателните мрежи към тях за повишаване и гарантиране на техническата сигурност и безопасност на транспортиране 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 газотурбокомпресорни агрегата (ГТКА) в три компресорни станции; планови ремонти и 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 газопроводното 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 бр. газомоторни компресора (ГМК)“; ремонт в Машинна зала към Компресорен цех в КС „Полски Сеновец“; внедряване на система за регулиране на производителността на два бр. ГМК;

- 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 по видове активи е посочен в следващата таблица:

Таблица № 2

Видове активи	2020 г. (хил. лв.)	2021 г. (хил. лв.)	2022 г. (хил. лв.)	2023 г. (хил. лв.)	2024 г. (хил. лв.)
Инвестиции общо:	1 491 166	1 021 485	94 000	56 855	52 402
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. 13, ал. 2 от Методиката, амортизационната компонента за образуване на необходимия приход за съответната година от регулаторния период е определена като сума от прогнозната годишна амортизация на съществуващите активи и на новите инвестиции, планирани за съответната година от регулаторния период, необходими за дейността по преноса на природен газ и в съответствие представения за одобрение от Комисията бизнес план за периода 2020 – 2024 г.

В съответствие с чл. 13, ал. 2 от Методиката, в базата за възвръщаемост е включен и оборотен капитал, формиран като 1/8 от размера на годишните експлоатационни парични разходи за дейността по пренос за съответната година от регулаторния период.

Предложената за утвърждаване база за възвръщаемост, по години от регулаторния период, е изчислена съгласно посочената формула в чл. 13, ал. 2 от Методиката, като стойностите на формиращите я елементи са доказани от дружеството и са в съответствие с представения за одобрение от Комисията бизнес план за периода 2020 – 2024 г.

В съответствие с чл. 16а, ал. 5 от Методиката, е извършен преглед относно изпълнението на инвестициите на дружеството в края на регулаторния период. Изпълнението на годишната инвестиционна програма на дружеството за 2019 г. е 128%.

VIII. Норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период

На основание чл. 18, ал. 1, т. 3 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване за регулаторния период среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,69% преди данъчно облагане, изчислена при дял 52,20% на собствения капитал с норма на възвръщаемост 8,16% и дял на привлечения капитал 47,80% с норма на възвръщаемост 4,09%.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от Методиката, нормата на възвръщаемост на капитала е равна на среднопретеглената цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е

нормата на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране. Нормата на възвръщаемост на капитала се определя като реална норма преди данъчно облагане по формулата в чл. 14, ал. 2 от Методиката и се изчислява за целия капитал на дружеството. За оценка на цената на собствения капитал, заявителят е използвал „Модел за оценка на капиталови активи“ (МОКА). За изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал „Булгартрансгаз“ ЕАД е използвало безлостов коефициент β (power) за страните-членки от Европейския съюз в размер на 0,57 за 2020 г. по данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business. За периода 2020 – 2024 г. дружеството предвижда да оперира с привлечен капитал по сключени договори за доставка и строителство по „Проект за развитие и разширение на газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД“. Договорените плащания ще започват да се осъществяват след въвеждане в експлоатация на етапите на договорените строителни работи. Среднопретегленият годишен лихвен процент за разглеждания период е (...)%.

Предвид капиталовата структура на дружеството, при преобразуването на безлостовия коефициент в лостов, същият се изчислява в размер на 1,04. Общата пазарна рискова премия за Република България е 7,08%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,20%) и премията за специфичния за държавата риск (1,88%) по данни от месец януари 2020 г. от посочения по-горе сайт.

За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е взет дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Република България. Премията е изчислена по данни на Българската народна банка в размер на 0,7964%, като среднопретеглен ДЛП за периода 01.05.2017 г. – 30.04.2020 г. Съгласно Закона за корпоративно подоходно облагане, действащата в момента данъчна ставка е 10%.

Предвид гореизложеното, предложената от „Булгартрансгаз“ ЕАД норма на възвръщаемост на капитала е изчислена съгласно чл. 14, ал. 2 и ал. 3 от Методиката и е обоснована.

IX. Разходи

На основание чл. 18, ал. 1, т. 4 от Методиката, Комисията с решение утвърждава на оператора прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката, за първата година от регулаторния период, като преценява тяхната икономическа обоснованост.

Съгласно чл. 8 от Методиката, прогнозните разходи, необходими за дейността по пренос през газопреносна система, са икономически обоснованите разходи, определени на база одобрения от Комисията бизнес план на оператора.

Според разработената от „Булгартрансгаз“ ЕАД структура на разходите, групите разходи са представени както по функционален характер, така и във връзка с определянето на конкретни елементи на необходимите приходи.

В разходите за дейностите е включен дял от разходите, извършвани от комбинирания оператор по общите дейности, обслужващи както издадените лицензии за пренос, така и дейността по лицензията 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 включени разходи за извършване на балансиране на пазара на природен газ, които се отразяват отделно в съответствие с Методиката за определяне на дневна такса за дисбаланс и такса за неутралност при балансиране. 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 на ЗКПО, както и разходи за начислен данък върху тях по чл. 216 от ЗКПО.

Разходите за дейността пренос на природен газ са класифицирани като оперативни разходи и разходи за амортизации от една страна, както и като контролируеми експлоатационни разходи и директно прехвърляеми разходи, от друга.

Оперативните разходи за регулаторния период са прогнозираны при цени към момента на изготвяне на предложението за необходими приходи, въз основа на отчетените разходи по групи за базовата година (2019 г.) и прогнозното изменение за регулаторния период на параметрите, характеризиращи разширяването на дейността по пренос на природен газ. Параметрите, въз основа на които са формирани прогнозните стойности на оперативните разходи, 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 и индикатор на разрастването на обема на дейността по пренос на природен газ, изразен чрез относителното изменение на три основни фактора (отчетна стойност на дълготрайни активи, обслужващи дейността, пренесени количества природен газ и численост на персонала, зает в дейността), даващи отражение върху прогнозната стойност на разходите. Процентното влияние на всеки от тези фактори, при определянето на абсолютната стойност на индикатора на разрастването на дейността е, както следва: численост на персонала – 30%; пренесени количества природен газ (млрд. м³) – 40%; отчетна стойност на дълготрайните активи (ДА) (в млрд. лв.) – 40%.

Оперативните разходи са прогнозираны на база на съответните параметри поотделно за дейностите по пренос на природен газ по двете лицензии за пренос, при използване на коефициенти на зависимост на конкретната група разходи от избрания параметър. Избраните коефициенти на зависимост са в пряка корелация с отчетените такива за базовата година. Крайната стойност на конкретна група разходи е получена като сума от изчислените по двете лицензии за пренос разходи за съответната група.

Стойностите на изчислените прогнозни параметри за базовата година и петте години от регулаторния период са представени в следващата таблица:

Таблица

№ 3

Параметър	2019 г. (базова)	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Численост на персонала, бр.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Отчетна стойност на ДА, хил. лв.	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Балансова стойност на ДА, хил. лв.	1 655 965	3 080 346	3 989 676	3 905 910	3 778 975	3 652 777
Обем на инвестициите, хил. лв.	145 761	1 491 166	1 021 485	94 000	56 855	52 402
Пренесени количества природен газ, хил. м ³	11 204 457	13 074 924	18 531 559	19 541 559	21 107 111	23 811 559
Индикатор на разрастването на обема на дейността	315	336	359	380	402	425

Съгласно чл. 10, ал. 1 от Методиката, експлоатационните разходи се разделят в две основни групи: условно-постоянни експлоатационни разходи и променливи експлоатационни разходи, в зависимост от връзката им с пренесените количества природен газ. От друга страна, разходите за дейността по пренос на природен газ са разделени на контролируеми експлоатационни разходи и директно прехвърляеми разходи.

1. Контролируемите експлоатационни разходи са свързани с дейността, като върху тях преносният оператор може да упражнява контрол. При образуване на цените за достъп и пренос на природен газ по газопреносната система те влизат в състава на необходимите приходи, редуцирани с коефициент за повишаване на ефективността.

1.1. Условно-постоянни контролируеми експлоатационни разходи:

1.1.1. Разходи за материали:

- горива за автотранспорт, прогнозираны в зависимост от параметъра индикатор

на разрастването на обема на дейността, като коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 3,81;

- *разходи за работно облекло*, прогнозните им стойности са определени съобразно планираното оборудване на персонала с подходящо работно облекло, в т.ч. и за безопасност на условията на труд. Прогнозирани са в зависимост от параметъра брой на персонала, зает в дейността в размер на 210 лв./година за всеки зает в дейността по „пренос на природен газ”;

- *канцеларски материали*, прогнозирани като е отчетено разрастването на дейността по пренос на природен газ в зависимост от параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,39;

- *материали за текущо поддържане*, представляват материалите за ремонти и текущо поддържане на газопреносната система. Прогнозирани са в зависимост от параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността, като коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 4,9.

1.1.2. Разходи за външни услуги:

- *застраховки*, включват разходи по имуществена застраховка и застраховки за причинени вреди на трети лица. Прогнозирани са на база прогнозното изменение на балансовата стойност на ДМА, обслужващи дейностите по пренос на природен газ. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,05%.

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, прогнозирани в зависимост от параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,32;

- *абонаментно поддържане*, включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи и съоръженията по преносната система. Прогнозирани са на база на параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността, като коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 3,8;

- *въоръжена и противопожарна охрана*, включват разходи по сключени договори за въоръжена и противопожарна охрана на газопроводите и съоръженията по газопреносната система. Прогнозирани са в зависимост от параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 4,86;

- *наеми*, прогнозирани във връзка с инвестиционната програма за регулаторния период и в зависимост предвидения обем на инвестициите по години от регулаторния период. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,05.

Според „Булгартрансгаз” ЕАД за нуждите на лицензионната дейност по пренос на природен газ дружеството извършва наемане на различни по характер обекти и апаратура, като: сгради, апартаменти, складови помещения, ползване на комуникационна апаратура и други. Динамиката на разходите за наем през регулаторния период 2020 – 2024 г. се очаква да бъде свързана с интензивната инвестиционна програма, предвидена от дружеството, като е планирано допълнително да бъдат наети складови помещения, апартаменти и апаратура, свързани с извършване на предвидените строителни работи. В подаденото заявление за утвърждаване на необходими приходи, разходите за наем по години от регулаторния период са прогнозирани на база на инвестиционната програма на дружеството и отчетените разходи за базовата година;

- *проверка на уреди*, включват разходи за метрологична проверка на измервателни уреди, обслужващи дейността. Определени са в зависимост от прогнозния брой измервателни средства, предвидени за годишна метрологична проверка, в зависимост от изготвен план за метрологична проверка на съществуващите средства за търговско измерване и единичните договорени цени за извършване на такива проверки в сертифицирани лаборатории. Дружеството е предоставило справка за средствата за измерване, които подлежат на проверка през регулаторния период;

- *експертни и одиторски разходи*, включват разходи за експертни анализи, оценки, одиторска дейност, разходи за участие в експертни организации и разходи по граждански

договори. Прогнозирани са в зависимост от параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 2,58;

- *разходи за вода, отопление и ел. енергия*, прогнозираны в зависимост от параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 4;

- *разходи за ремонт*, включват разходи за текущи ремонти по газопреносната система, неформиращи стойност на дълготрайни материални активи. Прогнозирани са на база на ремонтната програма на дружеството, като са отделени от разходите за ремонт формиращи стойност на дълготрайни материални активи;

- *разходи за вътрешнотръбни инспекции*, включват разходи за провеждане на периодични вътрешнотръбни инспекции. Прогнозирани са на база плана за извършване на такива инспекции, част от ремонтната програма на дружеството.

1.1.3. Разходи 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 за предприятието за 2020 г. съгласно сключения на 20.12.2019 г. Колективен трудов договор (КТД) и прогнозния брой на персонала за периода 2020 – 2024 г. Размерът на разходите нараства от (...) хил. лв. през 2020 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

1.1.4. Разходи за социално осигуряване, които включват социално-осигурителни вноски, начислявани върху работната заплата, съобразени с промяната им в прогнозния период съгласно ЗДДФЛ, КСО, ЗБДОО, КТ и др. Прогнозните стойности са определени въз основа на средните разходи за социално осигуряване на заето лице, определени от средната работна заплата за предприятието за 2020 г. съгласно сключения КТД и прогнозния персонал за периода до 2024 г. Размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2020 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

1.1.5. Социални разходи, които включват допълнителни надбавки към заплатата на персонала (за храна, работно облекло и други), съгласно сключения КТД. Прогнозните стойности са определени въз основа на средните социални разходи на заето лице за 2020 г. и прогнозния брой на персонала за периода 2020 – 2024 г. Размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2020 г. на (...) хил. лв. през 2024 г.

1.1.6. Други разходи, които нарастват от (...) хил. лв. през 2020 г. на (...) хил. лв. през 2024 г. и включват:

- *разходи за охрана на труда*, включват разходи за трудова медицина и организирани дейности по охрана на труда. Планирани са във връзка с прогнозния брой на персонала, зает в дейностите по пренос на природен газ, като възлизат на (...) лв. на година на всеки зает;

- *разходи за служебни карти и осигурен транспорт*, включват разходи за осигурен транспорт на персонала до обектите на месторабота. Прогнозирани са на база отчетни стойности и прогнозния размер на персонала, зает в дейността по пренос на природен газ, като възлизат на (...) лв. на година на всеки зает;

- *разходи за маркетинг и реклама*, включват разходи за печат и разпространение на рекламни материали и извършване на маркетингови проучвания, планирани въз основа на отчетни данни и параметъра „прогнозни количества пренесен природен газ“. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,0045 на 1 млн. пренесени количества природен газ;

- *разходи за командировки*, прогнозираны на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентът на влияние на параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността върху стойността на разхода е 2,95;

- *разходи за обучение на персонала*, прогнозираны на база отчетни стойности и във връзка с разрастването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентът на влияние

на параметъра индикатор на разрастването на обема на дейността върху стойността на разхода е 0,165.

1.2. Променливи експлоатационни разходи – пряко зависят от пренесените количества природен газ и включват разходи, свързани с технологията на преноса, като дружеството не планира такъв вид разходи през втория регулаторен период.

2. Разходи за амортизации

Съгласно чл. 12, ал. 1 от Методиката, разходите за амортизация за образуване на необходимите годишни приходи за всяка година от регулаторния период включват прогнозния размер на годишната амортизация на съществуващите и новите активи, придобити през съответната година, обслужващи дейността по преноса на природен газ и определени на база на одобрения от Комисията бизнес план на оператора.

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.

3. Директно прехвърляеми разходи представляват разходи или приходи, възникващи в процеса на извършване на дейността, върху които операторът не може пряко да влияе и същите директно се прехвърлят към дейността по пренос на природен газ.

Съгласно чл. 17 от Методиката, директно прехвърляемите разходи за съответната година от регулаторния период се определят всяка година и включват следните елементи:

- *разходи, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото*, включително свързани със сигурността на доставките и изпълнение на задълженията на оператора, произтичащи от одобрения със заповед на министъра на енергетиката План за действие при извънредни ситуации (План) съгласно Регламент (ЕС) № 2017/1938 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2017 г. относно мерките за гарантиране на сигурността на доставките на газ и за отмяна на Регламент (ЕС) № 994/2010.

По силата на чл. 35 от ЗЕ, енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. Съгласно т. 2.1.18 от Плана, разходите на „Булгартрансгаз“ ЕАД по т. 2.1.16. се възстановяват чрез цените за достъп и пренос на природен газ по газопреносните мрежи по реда на чл. 35 от ЗЕ.

Количествата, определени в заповедта, представляват резерв, необходим за осигуряване непрекъснатост на доставките и „Булгартрансгаз“ ЕАД ги добива единствено в случай на прекъсване на доставките на природен газ. Признатият размер на тези разходи възлизат на 4843 хил. лв. за първата година от регулаторния период и са определени в съответствие с утвърдената стойност в Решение № Ц-34 от 13.08.2020 г. на КЕВР.

- *разходи за акциз върху горивния газ*, включващи платимия акциз за използвания горивен газ за компресорните станции, работещи на природен газ по преносната система и разходи за акциз на газа, предназначен за отопление, свързан с различни технологични процеси по пренос на природен газ (основно подгряване на газ в АГРС). Разходите са определени на база на прогнозните количества необходим горивен газ и газ за технологични нужди и действащите ставки на акциз за моторно гориво и акциз за отопление, съгласно митническото законодателство към момента на изготвяне на бизнес плана. Необходимите количества горивен газ за работа на компресорните станции са прогнозирани въз основа на отчетените стойности за базовата година и производствената програма за обемите пренесени количества природен газ. Тези разходи са прогнозирани в размер на 1714 хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *лицензионни такси*, включващи разходи за лицензионни такси по двете лицензии за пренос, на които е титуляр „Булгартрансгаз“ ЕАД. Разходите са в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката. За всяка година от регулаторния период са прогнозирани в размер на 2000 лв. плюс 0,055% от прогнозните приходи за предходната

година. Тези разходи са прогнозирани в размер на 179 хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *местни данъци и такси*, прогнозирани въз основа на отчетни данни и нарастването на отчетната стойност на активите, заети в извършването на дейността по пренос на природен газ. Коефициентът на влияние на параметъра отчетна стойност на активите върху стойността на разхода е 0,144;

- *разходи за участие в Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ (ЕМОПС)*, включват разходи за заплащане на годишна такса за участие в ЕМОПС за газ. Разходите са прогнозирани постоянни за целия период и равни на начислените за 2019 г., като са в размер на 596 хил. лв.;

- *разходи за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ*, които включват разходи за съхранение на технологичен газ за нуждите на преноса в ПГХ „Чирен“, извън количествата за съхранение на природен газ за нуждите на балансирането.

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 са разпределени от заявителя в отделна група, с цел формиране на технологична компонента в прилаганите цени за пренос:

- *разходи за технологични нужди по преноса*, които представляват остойностени разлики между измерени входящи и изходящи количества природен газ (дебаланс), както и количества за технологични нужди (технологичен газ за подгряване на газа/ изпускания на газ при ремонти и аварии и други). Разликите между измерените входящи и изходящи количества природен газ са прогнозирани в зависимост от отчетените такива за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ по години от регулаторния период. Разходите за природен газ за топлинни процеси при преноса на природен газ са прогнозирани на база отчетените за 2019 г. и в съответствие с планираните количества за пренос по НГПМ.

- *разходи за горивен газ за компресорните станции, обслужващи преноса на природен газ* и представляват разходи за природен газ, използван за работата на компресорните станции. Прогнозирани са на база отчетените разходи за базовата година и прогнозните количества и прогнозните пренесени количества природен газ.

В следващата таблица са представени изходните данни и конкретните изчисления:

Таблица №

4

Видове технологични разходи на природен газ	2019 г. базова	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Пренесени количества природен газ, хил. м ³	4 369 142	5 655 000	6 210 000	7 360 000	9 085 000	11 920 000
Процент на дисбаланса между вход и изход	0,26%	0,25%	0,24%	0,22%	0,20%	0,17%
Газ за покриване на дисбаланса между вход и изход, хил. м ³	11 156	14 188	14 848	16 553	17 767	20 639
Газ за топлинни технологични процеси, хил. м ³	1223	1594	1703	1939	2127	2527
Горивен газ за работа на компресорните станции, хил. м ³	3517	7236	8737	11 679	18 885	29 214
Природен газ за технологични нужди, хил. м ³	15 897	23 018	25 288	30 172	38 780	52 379
Цена на газа за технологични нужди, лв./1000 м ³	474,92	236,46	236,46	236,46	236,46	236,46
Технологични разходи на природен газ, хил. лв.	7550	5443	5980	7134	9170	12 386

- *разходи за електрическа енергия за работа на компресорните станции по националната газопреносна мрежа*, представляващи разходи за ел. енергия, използвана за работата на електрически задвижваните компресорни станции КС „Вълчи дол“ и КС „Полски Сеновец“. Прогнозирани са в зависимост от данните за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ до изходни точки на националната газопреносна мрежа, като 0,08 лв. на 1000 м³ пренесен природен газ по националната газопреносна мрежа.

- *други приходи при извършване на лицензионните дейности* – в състава на директно прехвърляемите разходи са включени с отрицателен знак „други приходи при извършване на лицензионните дейности“, представляващи прогнозни приходи,

възникващи при извършване на лицензионните дейности, извън приходите от дейността по пренос на природен газ (приходи от цена за достъп, приходи от цена за пренос и приходи от цена за присъединяване). С цел постигане на съответствие с чл. 7, ал. 4 на Методиката, съответните прогнозни приходи са извадени от директно прехвърляемите разходи по години от регулаторния период.

Директно прехвърляемите разходи (общи) за първата година от регулаторния период са в размер на 2190 хил. лв. и се увеличават на 4029 хил. лв. за 2024 г.

Директно прехвърляемите разходи, формиращи компонентата на цената за пренос до национални изходни точки/зони, покриващи наложени задължения към обществото, за първата година от регулаторния период са в размер на 4843 хил. лв. В тази връзка следва да се има предвид разпоредбата на чл. 25, ал. 3 от Методиката, съгласно която цената за пренос може да включва разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, които се посочват като отделна компонента в цената.

Директно прехвърляемите разходи, формиращи технологичната компонента на цената за пренос, за първата година от регулаторния период са в размер на 5847 хил. лв. и се увеличават на 13 058 хил. лв. за 2024 г.

Предвид гореизложеното, изчислените и предложени от „Булгартрансгаз“ ЕАД прогнозни разходи, за първата година от регулаторния период са икономически обосновани и в съответствие с представения за одобрение бизнес план за периода 2020 – 2024 г.

Х. Коефициент за подобряване на ефективността

Съгласно чл. 18, ал. 1, т. 5 от Методиката, по предложение на оператора Комисията утвърждава коефициент за подобряване на ефективността, който се прилага по отношение на прогнозните експлоатационни разходи.

„Булгартрансгаз“ ЕАД посочва, че наличието на единствен оператор на газопреносна мрежа в България не позволява да бъде направен сравнителен анализ, въз основа на който да бъде изчислен коефициент за подобряване на ефективността, използвайки само национални данни. Такъв анализ може да бъде направен, ако бъдат използвани международни компании. Сравняването на оператора с международните компании изисква надеждни данни, регионално сътрудничество на включените заинтересовани страни и избор на подходящи критерии. Коефициентът за подобряване на ефективността може да бъде определен и като приблизително отразяващ повишаването на продуктивността на сектор „Природен газ“ в страната, като за целта следва да бъдат взети данни от извършен анализ за повишаването на ефективността на сектора. Според оператора, понастоящем тези условия не са изпълними. В тази връзка предложението на заявителя е за втория регулаторен период да бъде използван същият коефициент, както за първия регулаторен период, който е равен на половината от прогнозната годишна инфлация за периода, а именно 0,6%.

Предвид гореизложеното и невъзможността да бъде направен посочения сравнителен анализ, е целесъобразно приемането на предложението от „Булгартрансгаз“ ЕАД коефициент на подобряване на ефективността, който да бъде прилаган по отношение на прогнозните експлоатационни разходи.

XI. Коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи

Съгласно чл. 18, ал. 1, т. 6 от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване от Комисията коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи, в размер на -0,0964 за регулаторния период.

Коефициентът на изглаждане „Х“ е въведен с цел избягване на поява на големи отклонения на годишните необходими приходи по години от регулаторния период, както и в сравнение с годината, предшестваща нов регулаторен период, вследствие на неравномерност в стойностите на ценообразуващите елементи по години. Чрез прилагането на коефициента се постига равномерно изменение с възходяща или низходяща тенденция на базовите НПП за регулаторния период, започваща от изчислени

необходими приходи за базовата година, като едновременно се гарантира събираемостта на определените по години елементи на необходимите годишни приходи.

При изчисляването на коефициента се решава уравнение от чл. 7, ал. 3 от Методиката чрез търсене на такова значение на „X“, което удовлетворява условието сумата от дисконтираните изчислени суми от експлоатационни контролируеми разходи, амортизации и възвръщаемост на активите за годините на регулаторния период да е равна на сумата от дисконтираните изгладени годишни необходими приходи.

Предложеният от „Булгартрансгаз“ ЕАД коефициент за изглаждане на необходими приходи в размер на -0,0964 за регулаторния период, е изчислен в съответствие с предвидения начин на изчисляване.

ХІІ. Коефициенти за определяне на цената за достъп на краткосрочни продукти на база на цената за референтен твърд капацитет:

Портфолиото от продукти се отнася до състава на цялата услуга, предлагана от оператора, като се отнася до различни продукти за резервиране на капацитет, които могат да бъдат предлагани. Следвайки европейската практика, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага портфолио от продукти, което се състои от продукти в рамките на деня, дневни, месечни, тримесечни и годишни продукти.

В Регламент (ЕС) 2017/460 е описан начинът на определяне на цените за достъп на краткосрочни продукти, а именно: в зависимост от изчислената годишна референтна цена (цената за твърд годишен капацитет) за съответната входна изходна точка/зона. Това означава, че през газовата година цените за достъп на краткосрочни продукти са производни на цената за твърд годишен капацитет и съотношението на средната им продължителност (в дни), разделена на броя дни (365/366) в годината.

Цените на краткосрочни продукти се определят, както следва:

$$P_{st} = m * S * P_y * (d/dy),$$

където:

P_{st} е цената на краткосрочния продукт;

m е множител за съответния краткосрочен продукт;

S - сезонен фактор, определен за всеки отделен период на прилагане на съответния краткосрочен продукт

P_y е референтната цена на годишния продукт;

d е продължителността на краткосрочния продукт в дни;

dy е продължителност на годината в дни 365 за нормална и 366 за високосна година.

Дружеството посочва, че Регламент (ЕС) 2017/460 предвижда при образуването на цени за достъп за краткосрочни продукти да се прилагат множители. Резервирането на краткосрочни продукти е силно свързано с неравномерността в потреблението на крайните клиенти на природен газ. Всеки ползвател на газопреносната система, оптимизирайки разходите си, би резервирал такова портфолио от дългосрочни и краткосрочни продукти, което да покрие максимално сумарната крива на потребление на неговите клиенти. От тази гледна точка, съвкупността от по-неравномерни клиенти би генерирала резервирането на по-голям обем краткосрочни продукти. Съответно, в крайните цени за предоставения природен газ на тези клиенти би следвало да бъдат начислявани и индивидуалните разходи на ползвателя на газопреносната система за осъществяване на преноса на природен газ до тях. От друга страна, клиенти, които имат равномерен профил на потребление, би следвало да получат по-ниска крайна цена за достъп на единица пренесено количество природен газ. Чрез коефициентите за краткосрочни продукти се отразява неравномерното използване на газопреносната система, при което „Булгартрансгаз“ ЕАД би имал по-високи разходи за осигуряване на преноса на единица количество природен газ за обслужване на неравномерни клиенти, отколкото за равномерни такива. Също така, основните инвестиции в преносната система се правят за посрещане на пиковите количества транспортиран природен газ, като при

силно изразена неравномерност голяма част от капацитета на системата остава неизползван през периода извън периода на пиковата консумация. Изложените аргументи обуславят използването на коефициенти за определяне на цената за достъп на краткосрочни продукти.

При определянето на стойността на множителите е важно да се отчете балансът между ефективното използване на мрежата и събираемостта на приходите на оператора. Ниските стойности на множителите стимулират мрежовите ползватели да резервират краткосрочни продукти, изглаждайки профила си на резервиране на капацитет, докато високите стойности на множителите стимулира резервирането на дългосрочни продукти (годишни и продукти с продължителност повече от една година).

Отчитайки степента на сложност на преносната система на България и стремежа да се гарантира недискриминационен достъп, както и да се елиминира кръстосаното субсидиране, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложил използването на единни множители и сезонни фактори, както за точките на междусистемно свързване, така и за всички останали точки.

С решение № К – 1 от 10.09.2020 г. КЕВР е утвърдила на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 1 октомври 2020 г. – 30 септември 2021 г. множители, използвани за образуването на цени за краткосрочни продукти, стойности на сезонните коефициенти по месеци, отстъпка от тарифите за резервиране на капацитет на входна и изходна точка от/към съоръжение за съхранение на природен газ и отстъпка при резервиране на прекъсваеми капацитетни продукти, както следва:

1. Множители за определяне на цената за достъп при краткосрочни капацитетни продукти, както следва:

- за тримесечни капацитетни продукти – 1,3;
- за месечни капацитетни продукти – 1,4;
- за дневни капацитетни продукти – 2;
- за капацитетни продукти „в рамките на деня” – 2,5;

2. Сезонни фактори за определяне на цената за достъп при краткосрочни продукти:

2.1. За тримесечни продукти:

- за I тримесечие от 1 януари до 31 март – коефициент със стойност 1,27;
- за II тримесечие от 1 април до 30 юни – коефициент със стойност 0,87;
- за III тримесечие от 1 юли до 30 септември – коефициент със стойност 0,73;
- за IV тримесечие от 1 октомври до 31 декември – коефициент със стойност 1,13;

2.2. За месечни, дневни и продукти в рамките на деня:

- за месец януари – коефициент със стойност 1,48;
- за месец февруари – коефициент със стойност 1,28;
- за месец март – коефициент със стойност 1,03;
- за месец април – коефициент със стойност 0,95;
- за месец май – коефициент със стойност 0,88;
- за месец юни – коефициент със стойност 0,79;
- за месец юли – коефициент със стойност 0,70;
- за месец август – коефициент със стойност 0,68;
- за месец септември – коефициент със стойност 0,82;
- за месец октомври – коефициент със стойност 0,86;
- за месец ноември – коефициент със стойност 1,11;
- за месец декември – коефициент със стойност 1,42.

Сезонните фактори се прилагат за образуване на цените на краткосрочни капацитетни продукти, като се вземе под внимание сезонността на потоците природен газ през годината. Целта на прилагането на сезонни фактори е да се стимулират мрежовите ползватели да използват газопреносната система през слабо натоварения сезон (лято), осигурявайки ефективно използване на преносната система. По този начин се цели намаляване на риска от претоварване на газопреносната система в условията на засилено търсене на природен газ, с което се избягва нуждата от допълнителни инвестиции за

увеличение на междусистемния капацитет на преносната система. Изчисляването на сезонните фактори се базира на средномесечни прогнозни количества пренесен природен газ за газовата година 2020/2021, в съответствие с чл. 15 (параграфи от 2 до 6 от Регламент 2017/460).

3. Коефициент за определяне на цената за превишен капацитет

Заявителят предлага за определяне на цената за превишен капацитет независимо от портфолиото на резервирани продукти за предоставяне на капацитет да се прилага коефициент със стойност 4.

Превишаване на заявен капацитет възниква, когато дневното разпределено количество на ползвател на газопреносната система на входни и изходни точки превишава резервираните капацитети от ползвателя за съответните входни и изходни точки. Превишаването на резервираните капацитети може да доведе до съществени проблеми в газопреносната система, като претоварване в отделни точки, излизане от технологичен режим на управление и дори срыв в системата. От друга страна, превишаването на резервирания капацитет може да доведе и до допълнителни разходи за оператора, във връзка със смяната на предварително дефинирания на база на резервирането на капацитети технологичен режим на преносната система, както и натоварване с тези разходи на дисциплинирани ползватели, обявяващи очакваните потоци природен газ за пренос. Целта на коефициента е да дисциплинира мрежовите ползватели да резервират необходимият им за планирания пренос капацитет, което да дава ясна представа за очакваните товари на преносната системата, за да може да бъде реализиран оптимален режим на работа на системата. Предложеният коефициент би дал средно два пъти по-високо таксуване на превишения капацитет спрямо стойността на дневните продукти и продуктите в рамките на деня и до голяма степен би предотвратил нежелания ефект от диспечирание на непланирани потоци природен газ.

Съгласно обосновката на заявителя, ефективното извършване на дейността по пренос на природен газ изисква интензивна комуникация между ползвателите на газопреносната мрежа и преносния оператор, в която ползвателите резервират портфолио от капацитетни продукти, необходими да покрият прогнозния пренос и ежедневно подават в рамките на резервирания дневен капацитет заявки за прогнозните количества за пренос. Съответните процедури гарантират настройката на газопреносната система за посрещане на преноса на заявените количества, ефективно диспечирание и минимизиране на разходите по преноса на природен газ. За целта „Булгартрансгаз“ ЕАД е създал инструменти и условия за резервиране на годишни, тримесечни, месечни, дневни и в рамките на деня капацитетни продукти. От тази гледна точка, всеки ползвател има пълната възможност да покрие очаквания дневен пренос с резервиран капацитет, като възможността за резервиране на капацитетни продукти за покриване на преноса продължава до края на газовия ден на преноса. Това дава възможност изцяло да се избегне или ограничи до минимум попадането в състояние на превишаване на пренесените количества над резервирания капацитет

Коефициентът се прилага към цената на референтния твърд капацитет за съответната входна/изходна точка/зона, произчислена на дневна база. Предложеният в заявлението коефициент е с 20% по-нисък от утвърдения за изтичащия регулаторен период 2017 –2019 г., като намалението е в унисон с предложеното общо намаление на приложимите коефициенти за определяне на цените на краткосрочни продукти.

4. Коефициент (отстъпка) за определяне на цените за достъп на входни и изходни точки от/към съоръжения за съхранение на природен газ

Предложението на заявителя е коефициентът (отстъпката) да остане в размер на 0,2 (отстъпка 80%) от разходноориентираната цена за съответния капацитетен продукт.

Положителната роля на съхранението на природен газ върху газопреносната система се отразява в осигуряването на: надеждност и гъвкавост на доставките през пиковите периоди на търсене; застраховане срещу прекъсване на доставките; по-голяма стабилност на цените в кризисни ситуации; избягване на санкции за дисбаланс; сигурност при прекратяване на основните доставки на природен газ за по-дълъг период.

Съоръженията за съхранение на природен газ играят важна роля за цялостното, ефективно и оптимално управление на газопреносната система, в това число и компенсиране на сезонните неравномерности в потреблението, както и редуциране на капиталови разходи в резултат на тяхната наличност, т.е. по-малко капиталови разходи за допълнителна инфраструктура с цел покриване на пиковите потребности. Съхраняваните количества природен газ осигуряват стабилност на газоснабдяването при недостиг на входящи количества природен газ вследствие на неравномерността на сезонно търсене.

В България към момента има само едно газохранилище – ПГХ „Чирен“, което разполага с 22 експлоатационни сондажа, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW и други технологични съоръжения, необходими за осигуряване нагнетяването, добива и качеството на съхранявания природен газ. Технологичният процес, свързан с извършването на услугата „съхранение на природен газ“ е сезонен (цикличен) и се изразява в добив и нагнетяване на газ от/в подземното газово хранилище. Чрез съхранение в ПГХ „Чирен“ на количества природен газ се компенсират сезонните колебания в доставките и потреблението в страната. За момента, за осигуряване на сигурността на доставките на природен газ в страната основно се разчита на количества природен газ, съхранени в ПГХ „Чирен“. Важна роля на хранилището е и осигуряването на количества технологичен газ за балансиране, както и във връзка със стабилността на газопреносната система.

Дружеството посочва, че Регламент (ЕС) 2017/460 изисква тарифите на входните и изходните точки от и до газохранилищата да се оферират с подходяща отстъпка, което предполага да се прилага гъвкавост при ценообразуването на капацитетни продукти, предлагани на точки, представляващи вход и изход от/към съоръженията за съхранение на природен газ. В много страни се прилага отстъпка от цената за достъп на входните и изходни точки от/към съоръженията за съхранение, като в някои от тях тези точки не се ценообразуват.

Предвид изложеното, предложеният коефициент (отстъпка) е обоснован.

5. Отстъпка за определяне на цената за достъп на прекъсваеми продукти

„Булгартрансгаз“ ЕАД, вземайки предвид липсата на отчетено прекъсване на точки на междусистемно свързване, породено от физическо претоварване в рамките на последната газова година (2018/2019), предлага за газова година 2020/2021 да се прилага отстъпка при възникване на прекъсване. Ползвателите, резервирали прекъсваем капацитет ще бъдат компенсирани с отстъпка, определена съгласно разпоредбите на чл. 16, параграф 4 на Регламент 2017/460, като стойността на отстъпката ще бъде равна на утроената цена за дневен капацитетен продукт, начислена върху реално прекъснатия капацитет. В тази връзка предложеното от „Булгартрансгаз“ ЕАД определяне на отстъпката е обосновано.

Изказвания по т.2.:

Докладва Г. Дечева. Преди да започне да докладва, Г.Дечева каза, че иска да обърне внимание, че на 1 стр. в болднатия абзац (който е най-отгоре) е допусната техническа грешка и е написана датата 30.10.2020 г. Грешката е констатирана след като е бил изпратен проекта на решение за дневен ред. Грешката ще бъде отстранена преди окончателното оформяне на решението.

И. Иванов уточни, че трябва да се запише 01.10.2020 г. вместо 30.10.2020 г.

Г. Дечева потвърди - 01.10.2020 г. и продължи, като каза, че резултатите от извършения анализ на съдържащите се в заявлението за утвърждаване на необходими приходи на „Булгартрансгаз“ ЕАД и приложените документи са отразени в доклад, приет от КЕВР и публикувана на интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 3 от Закона за енергетиката на 01.10.2020 г. е проведено открито заседание, на което представителите на „Булгартрансгаз“ ЕАД са заявили, че нямат възражение по доклада.

Г. Дечева прочете проекта на решение:

На основание чл. 30, ал. 1, т. 12 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 2, т. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 5, ал. 1, чл.

6, ал. 3, чл. 18, ал. 1 и ал. 3 и чл. 18а от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Определя на „Булгартрансгаз“ ЕАД регулаторен период с продължителност от 5 години – от 1 октомври 2020 г. до 30 септември 2025 г.

II. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД за регулаторния период:

1. База на възвръщаемост за ценови периоди, като са упоменати ценовите периоди, които съвпадат с газовите години.

2. Норма на възвръщаемост на капитала.

3. Коефициент за подобряване на ефективността.

4. Коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи.

5. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос.

6. Съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цената за достъп по входни и изходни точки/зони.

III. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД за първата година от регулаторния период:

1. Необходими годишни приходи.

2. Базови необходими приходи.

3. Прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката.

3.1. Контролируеми експлоатационни разходи.

3.2. Разходи за амортизация.

3.3. Директно прехвърляеми разходи.

3.3.1. Директно прехвърляеми общи разходи.

3.3.2. Директно прехвърляеми разходи, формиращи технологична компонента.

3.3.3. Директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки на изходна зона „България“ за покриване на наложени задължения към обществото.

IV. Одобрява на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 1 октомври 2020 г. – 30 септември 2021 г.:

1. Входни и изходни точки, за които се определят цените за достъп и пренос:

Следват изходните точки 11 на брой.

2. Коефициент за определяне на цената за превишен капацитет.

От страна на членовете на Комисията нямаше въпроси и коментари по доклада.

На основание чл. 30, ал. 1, т. 12 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 2, т. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 5, ал. 1, чл. 6, ал. 3, чл. 18, ал. 1 и ал. 3 и чл. 18а от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И :

I. Определя на „Булгартрансгаз“ ЕАД регулаторен период с продължителност от 5 години – от 1 октомври 2020 г. до 30 септември 2025 г.

II. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД за регулаторния период:

1. База на възвръщаемост за ценови периоди: 1 октомври 2020 г. - 30 септември

2021 г. – 3 001 251 хил. лв.; 1 октомври 2021 г. - 30 септември 2022 г. – 3 892 368 хил. лв.; 1 октомври 2022 г. - 30 септември 2023 г. – 3 792 409 хил. лв.; 1 октомври 2023 г. - 30 септември 2024 г. – 3 636 637 хил. лв.; 1 октомври 2024 г. - 30 септември 2025 г. – 3 516 332 хил. лв.;

2. Норма на възвръщаемост на капитала: 6,69%;

3. Коефициент за подобряване на ефективността: 0,6%;

4. Коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи: -0,0964;

5. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос: 85% от цена за достъп на 15% от цена за пренос;

6. Съотношение на разпределение на необходимите приходи, покривани от цената за достъп по входни и изходни точки/зони: 50% от входните точки/зони на 50% от изходните точки/зони;

III. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД за първата година от регулаторния период:

1. Необходими годишни приходи: 314 118 хил. лв.;

2. Базови необходими приходи: 409 503 хил. лв.;

3. Прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката:

3.1. Контролируеми експлоатационни разходи: 89 226 хил. лв.;

3.2. Разходи за амортизация: 105 723 хил. лв.;

3.3. Директно прехвърляеми разходи: 12 880 хил. лв., от които:

3.3.1. Директно прехвърляеми общи разходи: 2190 хил. лв.;

3.3.2. Директно прехвърляеми разходи, формиращи технологична компонента: 5847 хил. лв.;

3.3.3. Директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки на изходна зона „България“ за покриване на наложени задължения към обществото – 4843 хил. лв.;

IV. Одобрява на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 1 октомври 2020 г. – 30 септември 2021 г.:

1. Входни и изходни точки, за които се определят цените за достъп и пренос:

1.1. Входно/Изходна точка „Негру Вода/Кардам“;

1.2. Входна зона „Местен Добив“;

1.3. Изходна зона „България“;

1.4. Входно/Изходна точка „Русе/Гюргево“;

1.5. Входно/Изходна точка „Кулата/Сидирокастро“;

1.6. Изходна точка „Странджа/Малкочлар“;

1.7. Изходна точка „Кюстендил/Жидилово“;

1.8. Входно/Изходна точка „ГИС Чирен“;

1.9. Входно/Изходна точка „Странджа/Малкочлар“;

1.10. Изходна точка „Киреево/Зайчар“;

1.11. Входна точка с „IGB“.

2. Коефициент за определяне на цената за превишен капацитет – 4.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитоновна – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

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

По т.2. както следва:

I. Определя на „Булгартрансгаз“ ЕАД регулаторен период с продължителност от 5 години – от 1 октомври 2020 г. до 30 септември 2025 г.

II. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД за регулаторния период:

III. Утвърждава на „Булгартрансгаз“ ЕАД за първата година от регулаторния период:

1. Необходими годишни приходи: 314 118 хил. лв.;
2. Базови необходими приходи: 409 503 хил. лв.;
3. Прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката:
 - 3.1. Контролируеми експлоатационни разходи: 89 226 хил. лв.;
 - 3.2. Разходи за амортизация: 105 723 хил. лв.;
 - 3.3. Директно прехвърляеми разходи: 12 880 хил. лв., от които:
 - 3.3.1. Директно прехвърляеми общи разходи: 2190 хил. лв.;
 - 3.3.2. Директно прехвърляеми разходи, формиращи технологична компонента: 5847 хил. лв.;

3.3.3. Директно прехвърляеми разходи, формиращи компонента на цената за пренос до национални изходни точки на изходна зона „България“ за покриване на наложени задължения към обществото – 4843 хил. лв.;

IV. Одобрява на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 1 октомври 2020 г. – 30 септември 2021 г.:

1. Входни и изходни точки, за които се определят цените за достъп и пренос:

- 1.1. Входно/Изходна точка „Негру Вода/Кардам“;
- 1.2. Входна зона „Местен Добив“;
- 1.3. Изходна зона „България“;
- 1.4. Входно/Изходна точка „Русе/Гюргево“;
- 1.5. Входно/Изходна точка „Кулата/Сидирокастро“;
- 1.6. Изходна точка „Странджа/Малкочлар“;
- 1.7. Изходна точка „Кюстендил/Жидилово“;
- 1.8. Входно/Изходна точка „ГИС Чирен“;
- 1.9. Входно/Изходна точка „Странджа/Малкочлар“;
- 1.10. Изходна точка „Киреево/Зайчар“;
- 1.11. Входна точка с „IGB“.

2. Коефициент за определяне на цената за превишен капацитет – 4.

Приложение:

1. Решение на КЕВР № БП-16/02.10.2020 г. относно 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“ през газопреносните мрежи за периода 2020 – 2024 г.

2. Решение на КЕВР № НГП-1/02.10.2020 г. относно заявление с вх. № Е-15-45-15 от 18.05.2020 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи по Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....
(Г. Добрев)

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

.....
(Е. Харитонова)

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:
(И. Зашева - главен експерт)