

**РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**Комисия за енергийно  
и водно регулиране**РЕШЕНИЕ****№ НГП-1  
от 19.09.2025 г.****КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**на закрито заседание, проведено на 19.09.2025 г., като разгледа подаденото от „Булгартрансгаз“ ЕАД заявление с вх. № Е-15-45-23 от 06.06.2025 г. за утвърждаване на необходими годишни приходи за периода 2025 – 2029 г., доклад с вх. № Е-Дк-1164 от 05.09.2025 г. и събраните данни от проведеното на 17.09.2025 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-15-45-23 от 06.06.2025 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за утвърждаване на необходими годишни приходи (НГП) за регулаторния период 2025 – 2029 г. Със Заповед № 3-Е-191 от 12.06.2025 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши анализ на подаденото заявление при отчитане на параметрите на заявлението с вх. № Е-15-45-22 от 06.06.2025 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД за одобряване на бизнес план за развитие на дейността „пренос на природен газ“ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, за периода 2025 – 2029 г. След извършена проверка на заявлението и приложенията към него са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-23 от 18.06.2025 г. КЕВР е изисквала „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи: подробна обосновка и доказателства за отделните видове разходи, начина на прогнозирането им, както и за връзката им с изпълнението на дейността „пренос на природен газ“; подробна обосновка на предложения размер и състава на разходите, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото; данни и обосновка за начина на прогнозиране на инфлацията; анализ на влиянието от прилагането през изминалия регулаторен период на параметрите, утвърдени с Решение № НГП-1 от 02.10.2020 г. на КЕВР, както и данни и обосновка относно изпълнението на инвестициите в края на регулаторния период. От заявителя е изискано и становище относно наличието на търговска тайна в данните и документите, съдържащи се в заявлението. С писмо с вх. № Е-15-45-23 от 30.06.2025 г. дружеството е представило изисканата информация. С писмо с изх. № Е-15-45-23 от 27.08.2025 г. КЕВР е изисквала от „Булгартрансгаз“ ЕАД да представи коригирано заявление за утвърждаване на необходимите приходи за регулаторния период 2025 – 2029 г., в което базовите необходими годишни приходи да са изчислени при разходи за амортизации, които не се индексират с годишна инфлация; договори за метрологична проверка на средствата за измерване за дейността „пренос на природен газ“ с посочена единична цена по типоразмери на база, на които са прогнозираны разходите за метрологична проверка за периода 2025 – 2029 г., както и обосновка относно предвидените от дружеството разходи за: лабораторни изследвания на средствата за търговско измерване; вътрешнотръбни инспекции на газопроводи; квоти за вредни емисии и становище. С писмо с вх. № Е-15-45-23 от 02.09.2025 г. дружеството е представило изисканата информация, както и коригирано заявление.

Резултатите от извършения анализ на съдържащите се данни в заявлението за утвърждаване на необходими приходи за регулаторен период 2025 – 2029 г. и приложените документи са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-1164 от 05.09.2025 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 266 от 10.09.2025 г., т. 2. Приетият от КЕВР доклад е публикуван на

интернет страницата на Комисията. Съгласно разпоредбите на чл. 13, ал. 5, т. 3 от ЗЕ, на 17.09.2025 г. е проведено открито заседание за обсъждане на доклад с вх. № Е-Дк-1164 от 05.09.2025 г., 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“. Като енергийно предприятие, лицензирано за дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“, „Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран оператор по смисъла на §1, т. 27д от Допълнителните разпоредби на Закона за енергетиката (ЗЕ). Дружеството осъществява лицензионните дейности чрез 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 чрез подземно газохранилище (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.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е подало заявление с вх. № Е-15-45-23 от 06.06.2025 г. за утвърждаване на НГП за регулаторния период 2025 – 2029 г. В тази връзка, с решение по Протокол УС № 919 от 30.05.2025 г., по т. 5.1., Управителният съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД е приел проект на заявление за утвърждаване на необходими приходи за дейността „пренос на природен газ“ за периода 2025 – 2029 г., а с решение по Протокол НС № 33 от 06.06.2025 г., по т. 1.1., Надзорния съвет на „Булгартрансгаз“ ЕАД е одобрил проекта на заявление.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 12, предл. 1 от ЗЕ на регулиране от КЕВР подлежат цените за достъп и пренос на природен газ през преносни мрежи освен в случаите, когато Комисията по своя преценка одобрява методика за определяне на тези цени. В тази връзка, Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с решение по Протокол № 109 от 11.08.2014 г., по т. 4, е приела Методика за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД (Методиката, обн., ДВ, бр. 72 от 2014 г.).

Съгласно чл. 18, ал. 1 и ал. 3 от Методиката, преди началото на всеки регулаторен период по предложение на оператора, Комисията с решение утвърждава:

- 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, които формират необходимите годишни приходи, 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.
- 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.

За предходния регулаторен период, а именно: от 1 октомври 2020 г. до 30 септември 2025 г., КЕВР с Решение № НГП-1 от 02.10.2020 г. е утвърдила на „Булгартрансгаз“ ЕАД необходими годишни приходи за първата година от регулаторен период. Резултатите от прилагането на утвърдените параметри по това решение са, както следва:

Въз основа на ценообразуващите елементи, утвърдени с Решение № НГП-1 от 02.10.2020 г. на КЕВР, както и ценообразуващите елементи, утвърждавани за съответните ценови периоди с Решение № М-1 от 01.06.2021 г., Решение № М-1 от 21.06.2022 г., Решение № М-1 от 19.06.2023 г. и Решение № М-1 от 09.05.2024 г. на КЕВР, операторът ежегодно определя цени за достъп и пренос по входни и изходни точки на газопреносната система, по видове предлагани капацитетни продукти и ценови компоненти на цената за пренос, както и по периоди на предлагане на отделните капацитетни продукти. Анализът на приходите, събирани от отделните компоненти на прилаганата тарифна система показва следното:

Събраните приходи от прилагането на определените тарифи и приходите от действащи дългосрочни договори с фиксирани цени по години от регулаторния период са били достатъчни за изпълнение на лицензионната дейност „пренос на природен газ“, включително: за развитие, модернизация и разширение на преносната инфраструктура, за осигуряване на оперативна ефективност и гъвкавост на газопреносната система, както и за осигуряване сигурността и надеждността на газопреносната система. Въпреки натрупаната през регулаторния период от 2020 г. до 2024 г. инфлация в размер на 35,82% и заложеното с Решение № НГП-1 от 02.10.2020 г. увеличение на базовите необходими годишни приходи с 9,64% годишно, изразено с утвърдения коефициент на изглаждане на необходимите приходи за регулаторния период, приложимите цени за достъп са нараснали средно с 12,88%. Минималното изменение на цените за достъп на фона на значителното увеличение на базовите необходими приходи се дължи на значителното развитие на газопреносната система и нарастващото уплътняване на капацитетните ѝ възможности.

Приходите на оператора за периода са нараснали от (...) хил. лв. за газова година 2020/2021 на (...) хил. лв. за газова година 2023/2024, като основен дял от приходите за първите четири години на регулаторния период имат приходите от дългосрочни договори с фиксирани цени – в размер на 63,74% от общите приходи. Следващи по относителен дял са приходите от прилагането на цени за достъп, които представляват 25,33% от общите приходи за периода. Приходите от тръжни премии от търгове за разпределение на капацитет заемат дял от 3,95%, а приходите от цени за пренос (обща и технологична компонента на цената за пренос) – дял от 6,64%. Незначителен дял от 0,34% имат приходите, събирани за покриване на разходи, свързани с наложени задължения към обществото. В обхвата на приходите, събирани от прилагане на входно-изходния тарифен модел, делът на отделните приходи за четирите години от регулаторния период е, както следва: приходи от цени за достъп – 69,88%; приходи от тръжни премии – 10,89%; приходи от обща компонента на цената за пренос – 9,59%; приходи от технологична компонента на цената за пренос – 8,71%; приходи покриващи разходи свързани с наложени задължения към обществото – 0,93%. Стойностите на отделните компоненти на приходите от достъп и пренос за годините от регулаторния период са представени в таблица № 1:

Таблица № 1

| Приходи от:                                                                         | 2020/2021 | 2021/2022 | 2022/2023 | 2023/2024 | Общо  |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------|
| Цени за достъп, хил. лв.                                                            | (...)     | (...)     | (...)     | (...)     | (...) |
| Тръжни премии, хил. лв.                                                             | (...)     | (...)     | (...)     | (...)     | (...) |
| Обща компонента на цената за пренос, хил. лв.                                       | (...)     | (...)     | (...)     | (...)     | (...) |
| Технологична компонента на цената за пренос, хил. лв.                               | (...)     | (...)     | (...)     | (...)     | (...) |
| Приходи, покриващи разходи, свързани с наложени задължения към обществото, хил. лв. | (...)     | (...)     | (...)     | (...)     | (...) |
| Дългосрочни договори с фиксирани цени, хил. лв.                                     | (...)     | (...)     | (...)     | (...)     | (...) |
| <b>Общо приходи, хил. лв.</b>                                                       | (...)     | (...)     | (...)     | (...)     | (...) |

### I. Регулаторен период

„Булгартрансгаз“ ЕАД предлага третият регулаторен период да бъде с продължителност пет години – от 2025 до 2029 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 добър баланс 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 изложеното, предложеният от „Булгартрансгаз“ ЕАД регулаторен период с продължителност пет години е обоснован и е в съответствие с чл. 6, ал. 3 от Методиката.

Предвид горното е обосновано регулаторният период да започне на 1 октомври 2025 г. и да завърши на 30 септември 2029 г.

## **II. 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 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, „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило 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:

- 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 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.

## **III. 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: 100% от необходимите приходи да се покриват от цената за достъп.

Според „Булгартрансгаз“ ЕАД, за да възстанови своите разходи, операторът на газопреносна система 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 налага срещу правото на ползвателя да използва газопреносната система за периода на договора, сключен с оператора на газопреносна

система, 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 се налагат такси за превишаване на капацитет, ако той надвиши тези резервирани стойности. Цената за пренос е наложена на база действително използване на системата или реалното потребление, изразено в единица MWh, тоест стойността за единица обем природен газ, пренесен от входна до изходна точка/зона. Цената за достъп се определя по входни и изходни точки и зони, посредством разпределение на отнесените към нея разходи (необходими приходи), чрез дефинирания в Методиката механизъм за разпределение на разходите.

Съгласно чл. 4 на Регламент (ЕС) 2017/460 на Комисията от 16 март 2017 година за установяване на Мрежов кодекс относно хармонизирани структури на тарифите за пренос на газ (Регламент (ЕС) 2017/460) приходите от предоставяните услуги от преносните оператори се получават основно от капацитетно базирани тарифи (цени за достъп). Допускат се прилагането на стоково базирани тарифи (цени за пренос), след одобрението на националния регулаторен орган, които са формирани от разходи, зависещи предимно от пренесените количества природен газ.

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.

Предвид гореизложеното, предложеното от „Булгартрансгаз“ ЕАД съотношение на изплащане на необходимите приходи, извън тези изплащани от технологична компонента и тези изплащани от компонента за компенсиране на наложени задължения към обществото, изцяло от цена за достъп (100%) е обосновано.

#### **IV. 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 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 в размер на 50:50 е обосновано.

#### **V. 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 800 657 хил. лв. и включват:

1. Базови необходими годишни приходи за първата година от регулаторния период (2025/2026) в размер на 875 946 хил. лв. За определянето на БНГП за ценови период 2025/2026 година, заявителят е изчислил произведението на постигнатите прогнозни БНГП за 2024 г. в размер на 849 141 хил. лв. и разликата между единица и определения коефициент за изглаждане на НГП в размер на -0,03157, 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 2,10%. Заявителят е прогнозировал размера на годишния инфлационен индекс за регулаторния период на база прогнозния средногодишен индекс на потребителските цени, изчислен към края на съответната календарна година. Инфлационните индекси са прогнозировани на нива от 2,10% за всички години на регулаторния период. Прогнозните стойности са близки до целевата инфлация за страните от Еврозоната и в съответствие с водената единна парична политика от Европейската централна банка (ЕЦБ) в размер от 2%. В документа „Стратегически преглед на паричната политика“ от 2021 г. ЕЦБ определя този размер за благоприятен и фактор за ценова стабилност, като прекомерно отклонение от него в двете посоки се счита за нежелателно. Отчетеният инфлационен индекс за календарната 2024 г. възлиза на 2,40%. Отчетената от Националния Статистически Институт (НСИ) към м. май 2025 г. стойност за средногодишния индекс на потребителските цени за предходните 12 месеца е в размер на 2,8%, като се очаква през летните месеци този индекс да намалее, доближавайки се в края на годината до прогнозираната от заявителя стойност.

Дружеството е отбелязало, че при определянето на цените за достъп и пренос за всеки ценови период, с цел изчисляване на БНГП за новия ценови период се взема отчетеният от НСИ инфлационен индекс за предходната календарна година. От тази гледна точка, представените от оператора прогнозни средногодишни инфлационни индекси служат за определяне единствено на индикативния размер на необходимите годишни приходи за всеки ценови период от регулаторния период след първия.

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 май 2025 г. спрямо месец април 2024 г.) е 103,5%, т.е. инфлацията е 3,5%.

Предвид горното, е обосновано да се приеме предложения от заявителя прогнозен размер на инфлация от 2,10% за периода 2025 – 2029 г.

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

2. Необходими приходи, отразяващи директно прехвърляемите разходи за първата година от регулаторния период (2025/2026) са в размер на 71 780 хил. лв., от които:

- директно прехвърляеми разходи (обща) в размер на 44 954 хил. лв.;
- директно прехвърляеми разходи, формиращи технологична компонента на цената за пренос в размер на 26 147 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 679 хил. лв.

Заявителят е изложил следните факти и обстоятелства по отношение на прогнозираните разходи, свързани с наложени задължения към обществото: на „Булгартрансгаз“ ЕАД са наложени задължения към обществото със Заповед № РД-16-113 от 24.02.2022 г. на министъра на енергетиката. В изпълнение на чл. 5.1.1.16. от Плана за действие при извънредни ситуации за гарантиране сигурността на доставките на природен газ на Р България (Плана), одобрен със Заповед № Е-РД-16-742 от 23.12.2020 г. на министъра на енергетиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД е задължено да предприеме всички необходими действия по закупуване, виртуално нагнетяване в периода 01.03.2022 – 31.03.2022 г. и съхранение на количества природен газ в обем от 105 500 MWh. Съгласно Заповед № РД-16-219 от 06.04.2022 г., „Булгартрансгаз“ ЕАД е задължен в периода 20 – 30 април 2022 г., включително да закупи, нагнети и да съхранява като стратегически резерв допълнителни количества природен газ в размер до 178 500 MWh в изпълнение на чл. 5.1.1.16. от Плана, одобрен със Заповед № Е-РД-16-742 от 23.12.2020 г. на министъра на енергетиката. В изпълнение на заповедта от заявителя са закупени, нагнетени в ПГХ „Чирен“ и се съхраняват количества природен газ в обем от 100 000 MWh. Общото количество природен газ, съхранявано от „Булгартрансгаз“ ЕАД за осигуряване на сигурността на снабдяването с природен газ по двете заповеди и към настоящия момент възлиза на 205 300 MWh. Прогнозните разходи, произтичащи от изпълнението на наложените на предприятието задължения към обществото включват единствено разходи за съхранение на съответните количества природен газ в ПГХ „Чирен“, определени в съответствие с чл. 20 на Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“. Изходните параметри и резултатът от изчислението са представени в таблицата по-долу:

Таблица № 2

| Параметри                                                                                                              | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Обем активен газ, GWh                                                                                                  | 7001    | 7431    | 8185    | 8993    | 9801    |
| Капацитет за съхранение на природен газ зает за нуждите на комбинирания оператор, GWh                                  | 179     | 192     | 204     | 217     | 228     |
| Капацитет за съхранение за покриване на наложени задължения към обществото, GWh                                        | 205     | 205     | 205     | 205     | 205     |
| Годишни приходи покривани от съхранението на природен газ в изпълнение на наложени задължения към обществото, хил. лв. | 679,23  | 639,86  | 580,92  | 528,75  | 485,17  |

Разходите са прогнозирани на база утвърдените с Решение на КЕВР № Ц-34 от 13.08.2020 г. необходими приходи за съхранение на природен газ и прогноза за изменение на количествата природен газ за съхранение в газоохранилището за регулаторния период. Количествата природен газ, съхраняван в изпълнение на наложени на „Булгартрансгаз“ ЕАД задължения към обществото са прогнозирани в размер на 205 300 MWh за всички години на регулаторния период 2025 – 2029 г. Разходите, произтичащи от изпълнението на наложени задължения към обществото попадат в групата на директно прехвърляемите разходи и като

такива се планират преди началото на всеки ценови период в процеса на определяне на тарифи, валидни за съответния ценови период.

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 втория регулаторен период 2020 – 2024 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД отчита разлика с изчислените по реда на Методиката НГП в размер на надвзет приход от 601 213 хил. лв., в т.ч. при прогнозен надвзет приход за последната година от реализирани приходи и директно прехвърляеми разходи в размер на 58 600 хил. лв. Тази разлика е формирана основно от извънредни приходи от тръжни премии и повишено търсене на услуги по преноса през годините на периода. Предвид разпоредбата на чл. 16а от Методиката, „Булгартрансгаз“ ЕАД предлага установената положителна разлика между действително получените приходи и ревизираните необходими приходи за втория регулаторен период да бъде освободена равномерно през всички години от третия регулаторен период: 2025 – 2029 г. При така възприетия подход годишната корекция на необходимите приходи въз основа на надвзет приход е в размер на -120 243 хил. лв. Предвид изложеното, предложените необходими годишни приходи са обосновани.

#### **VI. 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 2025 г. – 6 251 262 хил. лв.; за 2026 г. – 6 695 306 хил. лв.; за 2027 г. – 6 842 018 хил. лв.; за 2028 г. – 6 950 107 хил. лв. и за 2029 г. – 6 883 895 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.

Включените при определяне на необходимите приходи активи са в съответствие с представения в КЕВР със заявление с вх. № Е-15-45-22 от 06.06.2025 г. бизнес план на дружеството за периода 2025 – 2029 г. В състава на активите, обслужващи дейностите пренос на природен газ по газопреносната система е включен и дял от активи, използвани в общи дейности, обслужващи трите издадени лицензни (пренос на природен газ и съхранение на природен газ). Тези активи са разпределени на база дела на съответните активи в активите, обслужващи трите лицензионни дейности към края на 2024 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 (ДНА) и други дълготрайни материални активи (ДМА). Стойностите, формиращи базата за възвръщаемост по години от регулаторния период са представени в следващата таблица:

**Таблица № 3**

| №    | Активи                                                                            | 2025 г.          | 2026 г.          | 2027 г.          | 2028 г.          | 2029 г.          |
|------|-----------------------------------------------------------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 1.   | <b>Призната стойност на дълготрайните/нетекущи активи (ДА), хил. лв., в т.ч.:</b> | <b>6 430 277</b> | <b>6 866 110</b> | <b>7 004 616</b> | <b>7 104 501</b> | <b>7 030 099</b> |
| 1.1. | Балансова стойност на ДМА/нетекущи активи, свързани с дейността, хил. лв.         | 6 418 040        | 6 850 009        | 6 992 061        | 7 095 454        | 7 024 634        |
| 1.2. | Балансова стойност на ДНА/нетекущи активи,                                        | 12 238           | 16 101           | 12 555           | 9047             | 5465             |

|    |                                                                                                                                                             |           |           |           |           |           |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|    | свързани с дейността, хил. лв.                                                                                                                              |           |           |           |           |           |
| 2. | Балансова стойност на ДА, придобити за сметка на финансиране, изградени със средства на потребителите или придобити чрез безвъзмездно прехвърляне, хил. лв. | 198 777   | 190 435   | 182 097   | 173 761   | 165 429   |
| 3. | Необходим оборотен капитал, хил. лв.                                                                                                                        | 19 763    | 19 631    | 19 499    | 19 368    | 19 225    |
| 4. | Регулаторна база на активите, хил. лв.                                                                                                                      | 6 251 262 | 6 695 306 | 6 842 018 | 6 950 107 | 6 883 895 |
| 5. | Норма на възвръщаемост, %                                                                                                                                   | 7,70%     | 7,70%     | 7,70%     | 7,70%     | 7,70%     |
| 6. | Възвръщаемост, хил. лв.                                                                                                                                     | 481 347   | 515 539   | 526 835   | 535 158   | 530 060   |

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, по грантови схеми, дарения, помощи и др. 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 по 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 2025 – 2029 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 на „Булгартрансгаз“ ЕАД лицензии. Според оператора основните цели на предвидените инвестиции са да гарантират условия за устойчиво развитие на пазара на природен газ, сигурността и надеждността на газопреносната система, както и интеграцията към европейския единен газов пазар. Инвестициите са разделени по следните направления: разширение на газовата инфраструктура за пренос на природен газ; 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 2025 – 2029 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 следните направления:

- *разширение на газовата инфраструктура за пренос и транзитен пренос*: преносен

газопровод от Пиперево до Перник; лупинг от Рупча до Ветрино; лупинг от Кулата до Кресна; станции за почистване на газопроводни отклонения: Разград, Пловдив, Севлиево; станции за почистване на газопроводни отклонения – пускови и приемни камери за газопроводни отклонения – Плевен, Пазарджик, Шумен, Нови пазар и Исперих; изграждане на реверсивна обвързка при Компресорна станция (КС) „Провадия“; проект за довеждаща газопрепосна инфраструктура с високо налягане за захранване на потребители в Източномаришкия регион; ретрофитинг на съществуващата газопрепосна инфраструктура за работа с до 10% водород; повишаване на техническия капацитет за пренос на природен газ в посока от Гърция към България в точка на междусистемно свързване IP Кулата/Сидирокастро – II етап; преносен газопровод с Автоматична газорегулаторна станция (АГРС) до Банско и Разлог; нова информационна система за събиране, архив и визуализация на технологична информация от газопрепосната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

- *реконструкции, модернизации, рехабилитации и подмяна на остарели съществуващи ДМА от газопрепосната 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:* ремонт на Транзитен газопровод (ТГ) Ду1000 за Р Гърция и Р Северна Македония в участък между Линейни кранове (ЛК) „Яворово“ и ЛК „Горно Белево“; ремонт чрез подмяна на участък от ТГ Ду1000 за Р Гърция и Р Северна Македония от кран „Б“ при КС „Ихтиман“ до с. Венковец; обвързка за работа в реверсивен режим при КС „Ихтиман“ и КС „Провадия“; изместване на участъци от ТГ1 и Магистрален газопровод (МГ) за повишаване класа на газопроводите и изграждане на нов кранов възел Ду1200; Реконструкция на очистни съоръжения на ТГ2 Ду1200 – Очистни съоръжения (ОС) „Одринци“ и ОС „Лозенец“; подмяна на ОС „Вълчи дол-юг“ (пускова камера и обвързка); подмяна участък ЛК „Горни Богров“ – ОС „Нови Искър“; подмяна участък ЛК „Калугерово“ – ЛК „Врачеш“; подмяна на участък Ду700 от Станция за почистване на газопровода (СОГ) „Лом – Черковна“ до с. Полски Сеновец; КС „Кардам“ – реверсиране и разширение на капацитета на системата за управление; подмяна на участък от газопрепосната мрежа от ЛК-4 до стар ГРС на Вр-2; КС „Лозенец“ – покрит склад за тръби.

- *текуща поддръжка на съществуващите ДМА за гарантиране ефективната им и безаварийна експлоатация:* вътрешнотръбни инспекции на газопроводи от газопрепосната мрежа; преизпитания на участъци/отклонения/съоръжения; следгаранционна поддръжка на газотурбокомпресорни агрегати (ГТКА); абонаментно поддържане на системите за измерване на количеството и качеството на природния газ на Газоизмервателна станция (ГИС) Странджа; преизолване и ремонт на участъци от газопрепосната мрежа; закупуване на квоти за емисии на парникови газове с цел обезпечаване на нормалната работа на ГТКА; поддръжка на газопроводи и съоръжения към тях, на сграден фонд, възстановяване планировката (земното покритие) върху газопроводи и др.; планирани ремонти и профилактика на технологични съоръжения и инсталации от линейна част на преносните газопроводи, съгласно програмите за ремонти след инспекции с интелигентни бутала, компресорни станции, ГРС, АГРС, ГИС; мониторинг на рискови зони (свлачищни, ерозионни, преходи реки, активни разломи и др.) по газопроводните трасета – временни мерки за намаляване на възникващ риск; мониторинг и поддръжка на сервитути по трасето на преносните газопроводи; абонаментно обслужване на електропроводи, пожароизвестителни и пожарогасителни системи, информационни и комуникационни системи.

Обемът на предвидените инвестиции по видове активи е посочен в следващата таблица:

Таблица № 4

| Видове активи                                 | 2025 г.        | 2026 г.        | 2027 г.        | 2028 г.        | 2029 г.        |
|-----------------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <b>Инвестиции общо, хил. лв.:</b>             | <b>392 187</b> | <b>723 183</b> | <b>447 842</b> | <b>425 031</b> | <b>258 729</b> |
| Преносни газопроводи – линейна част, хил. лв. | 353 898        | 607 331        | 349 323        | 398 389        | 232 834        |
| Съоръжения, хил. лв.                          | 5651           | 81 709         | 66 115         | 3700           | 3262           |
| Компресорно оборудване, хил. лв.              | 8105           | 9318           | 16 425         | 13 990         | 13 304         |
| Комуникационни мрежи, хил. лв.                | 320            | 300            | 4291           | 92             | 87             |
| Компютърна техника, офис оборудване, хил. лв. | 3317           | 2281           | 2027           | 1992           | 2123           |

|                                |      |      |      |      |      |
|--------------------------------|------|------|------|------|------|
| Сгради и конструкции, хил. лв. | 1516 | 8929 | 3996 | 1060 | 1007 |
| ДНМА, хил. лв.                 | 9903 | 7031 | 134  | 195  | 146  |
| Други ДМА, хил. лв.            | 9477 | 6284 | 5531 | 5613 | 5966 |

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 с представения за одобрение от Комисията бизнес план за периода 2025 – 2029 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 2025 – 2029 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 инвестиционна програма на дружеството за периода 2020 – 2024 г. е 126,06%.

#### **VII. 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 7,70% преди данъчно облагане, изчислена при дял 52,82% на собствения капитал с норма на възвръщаемост 9,42% и дял на привлечения капитал 47,18% с норма на възвръщаемост 4,60%.

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  $\beta$  (power) за страните от Европа в размер на 0,47 за 2025 г. по данни, публикувани на официалната интернет страница на Aswath Damodaran – Stern School of Business. За периода 2025 – 2029 г. дружеството предвижда да оперира с привлечен капитал както по вече сключени договори за заем, така и чрез нови банкови заеми с матуритет от 15 години и гратисен период по отношение на плащанията по главницата от 6 месеца. Годишният лихвен процент по заемите е прогнозиран в размер от 4,75%, а предложеният от заявителя среднопретеглен годишен лихвен процент за периода 2025 – 2029 г. е 4,60%. Предвид капиталовата структура на дружеството, при преобразуването на безлостовия коефициент в лостов, същият се изчислява в размер на 0,85. Общата пазарна рискова премия за Република България е 6,46%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (4,33%) и премията за специфичния за държавата риск (2,13%) по данни от месец януари 2025 г. от посочената по-горе интернет страница.

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 3,9294%, като среднопретеглен ДЛП за периода 01.06.2024 – 31.05.2025 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 3 от Методиката и е обоснована.

### **VIII. Разходи**

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.

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.

Според разработената от „Булгартрансгаз“ ЕАД структура на разходите, съответните групи разходи са класифицирани както по функционален характер, така и във връзка с определянето на конкретни елементи на необходимите приходи, формиращи избраната тарифна структура, съгласно изискванията на Методиката.

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). 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 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.

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

Оперативните разходи за регулаторния период 2025 – 2029 г. са прогнозирани при цени към момента на изготвяне на предложението за необходими приходи, въз основа на отчетените разходи по групи за базовата година (2024 г.) и прогнозното изменение на параметрите, характеризиращи разширяването на дейността по пренос на природен газ за регулаторния период.

Параметрите, въз основа на които са формирани прогнозните стойности на оперативните разходи, са: отчетна и балансова стойност на ДМА и ДНА, 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 ДА, 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 (бр.) – 10%; пренесени количества природен газ (ТW/год.) – 50%; отчетна стойност на ДМА (в 10 млн. лв.) – 40%.

Оперативните разходи са прогнозирани 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.

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

Таблица № 5

| Параметър                                        | 2024 г. | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. |
|--------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Численост на персонала, бр.                      | (...)   | (...)   | (...)   | (...)   | (...)   | (...)   |
| Отчетна стойност на ДА, хил. лв.                 | (...)   | (...)   | (...)   | (...)   | (...)   | (...)   |
| Обем на инвестициите, хил. лв.                   | 312 963 | 392 187 | 723 183 | 447 842 | 425 031 | 258 729 |
| Пренесени количества природен газ, GWh/год.      | 206 071 | 221 839 | 234 842 | 244 173 | 253 396 | 261 400 |
| Индикатор на разрастването на обема на дейността | 442     | 469     | 507     | 532     | 556     | 573     |

Съгласно чл. 10, ал. 1 от Методиката, експлоатационните разходи се разделят на 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 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 – размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г. и включват:**

- *горива за автотранспорт*, прогнозиран в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“, като коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 2,14;

- *разходи за работно облекло*, прогнозните им стойности са определени съобразно планираното осигуряване на персонала с подходящо работно облекло, в т.ч. и за безопасност на условията на труд. Прогнозиран в зависимост от параметъра „брой на персонала, зает в дейността“, в размер на 470 лв./година за всеки зает в дейността по „пренос на природен газ“;

- *канцеларски материали*, прогнозиран 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 0,18;

- *материали за текущо поддържане*, представляват материалите за ремонти и текущо поддържане на газопреносната система. Прогнозиран са в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“, като коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 4,36.

**1.1.2. Разходи за външни услуги – размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г. и включват:**

- *застраховки*, прогнозиран в две групи: първата група включва гражданка отговорност, каско, причинени вреди на трети лица, професионална отговорност и злополука, планирани на база прогнозното изменение на отчетната стойност на ДМА, обслужващи дейностите по пренос. Втората група включва застраховка на количества природен газ в преносната система, като застрахователната премия е прогнозирана при отчитане на актуалната цена на природния газ към момента на изготвяне на бизнес плана на дружеството и тарифната ставка за 2025 г.;

- *пощенски разходи, телефони и абонаменти*, прогнозиран в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,56;

- *абонаментно поддържане*, включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи и съоръженията по преносната система. Прогнозиран са на база на

параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“, като коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 6,34;

- *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 8,4;

- *наеми*, прогнозирани във връзка с инвестиционната програма за регулаторния период и в зависимост от предвидения обем на инвестициите по години от регулаторния период. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,016;

- *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 2,9;

- *разходи за вода, отопление и ел. енергия*, прогнозирани в зависимост от параметъра „индикатор на разрастването на обема на дейността“. Коефициентът на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 5,84.

**1.1.3. Разходи за ремонт** – включват разходи за текущи ремонти по газопреносната система, неформиращи стойност на ДМА. Прогнозирани са на база ремонтната програма на дружеството, като са отделени от разходите за ремонт, формиращи стойност на ДМА. Коефициентите на влияние на параметъра върху стойността на разхода е 0,002. Размерът на разходите нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

**1.1.4. 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. Размерът на разходите за 2025 г. е (...) хил. лв., а за 2029 г. е (...) хил. лв.

**1.1.5. 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 2024 г. съгласно сключен на 30.12.2024 г. Колективен трудов договор (КТД) и прогнозния брой на персонала за периода 2025 – 2029 г. Размерът на разходите нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

**1.1.6. 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 2024 г. съгласно сключения КТД и прогнозния персонал за периода до 2029 г. Размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

**1.1.7. Социални разходи**, които включват допълнителни надбавки към заплатата на персонала, съгласно сключения КТД. Прогнозните стойности са определени въз основа на средните социални разходи на заето лице за 2024 г. и прогнозния брой на персонала за периода 2025 – 2029 г. Размерът им нараства от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през 2029 г.

**1.1.8. Други разходи**, които нарастват от (...) хил. лв. през 2025 г. на (...) хил. лв. през

2029 г. и включват:

- *разходи за охрана на труда*, включват разходи за трудова медицина и организирани дейности по охрана на труда. Планирани във връзка с прогнозния брой на персонала, зает в дейностите по пренос на природен газ, като възлизат на 180 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 на база отчетни стойности и прогнозния размер на персонала, зает в дейността по пренос на природен газ, като възлизат на 680 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 0,44 на 1 TWh пренесени количества природен газ;

- *разходи за командировки*, прогнозирани 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 1,26;

- *разходи за обучение на персонала*, прогнозирани 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 0,51.

**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.

Размерът на разходите нараства от 266 550 хил. лв. през 2025 г. на 333 131 хил. лв. през 2029 г.

**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 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 подгръване 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 (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *разходи за закупуване на квоти за емисии на парникови газове*, произтичащи от задължение на предприятието по Директива 2003/87/ЕО на Европейския Парламент и на

Съвета от 13 октомври 2003 година за установяване на схема за търговия с квоти за емисии на парникови газове в рамките на Общността и произтичащото от нея национално законодателство. С Директивата се въвежда система за търговия с емисии за страните членки на Европейския съюз като общностното и национално законодателство задължава „Булгартрансгаз“ ЕАД да закупува разликата между произведените емисии парникови газове при работа на компресорните станции по газопреносната система и определената му квота емисии. Тези разходи са прогнозирани в размер на (...) 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 (...) 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 0,17. Тези разходи са прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *разходи за участие в ЕМОПС* – за заплащане на годишна такса за участието в ЕМОПС, прогнозирани с постоянен за целия период размер от (...) хил. лв.;

- *разходи за ползване на съоръжения за съхранение на природен газ*, които включват разходи за съхранение в ПГХ „Чирен“ на технологичен газ за нуждите на преноса, извън количествата за съхранение на природен газ за нуждите на балансирането. Тези разходи са прогнозирани в размер на (...) хил. лв. за първата година от регулаторния период;

- *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 – 2025 г. са в размер на 44 954 хил. лв.

В състава на директно прехвърляемите разходи се включват и разходи, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото, включително свързани със сигурността на доставките и изпълнение на задълженията на оператора, произтичащи от Плана, и включват поддържането на наличност в ПГХ „Чирен“ на 205 300 MWh природен газ собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. 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. 5.1.1.18. от Плана, разходите на „Булгартрансгаз“ ЕАД по т. 5.1.1.16. се възстановяват чрез цените за достъп и пренос на природен газ по газопреносните мрежи по реда на чл. 35 от ЗЕ.

Разходите, свързани със съхранението на количествата природен газ за покриване на наложени задължения към обществото, е определен на база необходимите приходи за дейността „съхранение на природен газ“ покривани от съхранение на природен газ необходим за изпълнение на наложените задължения към обществото (поддържане на запас от 205 300 MWh природен газ в газоохранилището).

Директно прехвърляемите разходи, формиращи компонентата на цената за пренос до национални изходни точки/зони, покриваща наложени задължения към обществото, за първата година от регулаторния период са в размер на 679 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.

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 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 (изпускания на газ при ремонти и аварии и други). Разликите между измерените входящи и изходящи количества природен газ са прогнозираны в зависимост от отчетените такива за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ по години от регулаторния период при понижаващ се процент на дебаланса между вход и изход. В размера им не са включени прогнозни технологични разходи, получени в натура по сключени дългосрочни договори за пренос на природен газ.

- *разходи на газ за топлинни процеси при преноса на природен газ* – за подгриване на газа, с цел елиминиране ефекта на Джаул-Томсън, възникващ при значителни технологични понижавания на налягането на природния газ. Разходите са прогнозираны на база отчетените за базовата година и увеличението на прогнозните пренесени количества природен газ;

- *разходи за горивен газ за компресорните станции, обслужващи преноса на природен газ* – представляват разходи за природен газ, използван за работата на компресорните станции. Прогнозираны на база отчетените разходи за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ, като не включват прогнозни разходи за горивен газ в натура, получен по сключени дългосрочни договори за пренос на природен газ.

В следващата таблица са представени изходните данни и конкретните изчисления:

Таблица № 6

| Видове технологични разходи на природен газ                                         | 2024 г.<br>базова | 2025 г. | 2026 г. | 2027 г. | 2028 г. | 2029 г. |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Пренесени количества природен газ, извън дългосрочни договори с фиксирани цени, GWh | 72 892            | 84 925  | 96 512  | 104 475 | 112 380 | 119 122 |
| Процент дисбаланс между вход и изход, %                                             | 0,29%             | 0,286%  | 0,270%  | 0,255%  | 0,241%  | 0,226%  |
| Газ за покриване на дисбаланса между вход и изход, MWh                              | 212 302           | 242 588 | 260 293 | 266 621 | 270 500 | 269 455 |
| Газ за топлинни технологични процеси, MWh                                           | 19 263            | 21 266  | 23 920  | 26 442  | 28 805  | 30 321  |
| Горивен газ за работа на компресорните станции, MWh                                 | 126 618           | 133 136 | 142 737 | 159 792 | 182 987 | 206 823 |
| Природен газ за технологични нужди, MWh                                             | 358 183           | 396 990 | 426 951 | 452 855 | 482 292 | 506 599 |
| Цена на газа за технологични нужди, лв./MWh                                         | 64,24             | 64,40   | 64,40   | 64,40   | 64,40   | 64,40   |
| Технологични разходи на природен газ, хил. лв.                                      | 23 010            | 25 566  | 27 496  | 29 164  | 31 060  | 32 625  |

- *разходи за електрическа енергия за работа на компресорните станции по националната газопреносна мрежа*, представляващи разходи за ел. енергия, използвана за работата на електрически задвижваните КС „Вълчи дол” и КС „Полски Сеновец”. Прогнозираны в зависимост от данните за базовата година и прогнозните пренесени количества природен газ до изходни точки на националната газопреносна мрежа, като 0,011 лв. на MWh пренесен природен газ по националната газопреносна мрежа.

Общо технологичните разходи за първата година от регулаторния период са в размер на 25 897 хил. лв.

Необходимите приходи, формиращи технологичната компонента на цената за пренос, за първата година от регулаторния период са в размер на 26 147 хил. лв.

Предвид гореизложеното, изчисленияте 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 2025 – 2029 г.

#### **IX. 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 поради липсата на база за сравнение между достатъчен на брой оператори на преносни системи в България и, използвайки само национални данни, не може да бъде направен сравнителен анализ, въз основа на който да бъде изчислен коефициент за подобряване на ефективността. 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 третия регулаторен период да бъде използван същият критерий за определяне на коефициента, както за втория регулаторен период, а именно: той да е равен на половината от прогнозната годишна инфлация за периода, или 1,05%.

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

#### **Х. Коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи**

Съгласно чл. 18, ал. 1, т. 6 от Методиката, за регулаторния период 2025 – 2029 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предложило за утвърждаване от Комисията коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи, в размер на -0,03157.

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 НГП 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 „Х“, 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 за регулаторния период 2025 – 2029 г. от „Булгартрансгаз“ ЕАД коефициент за изглаждане на необходими приходи в размер на -0,03157 е изчислен в съответствие с регламентирания начин.

**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. 6, ал. 3, чл. 18, ал. 1 и 3 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 газови години: от 1 октомври 2025 г. до 30 септември 2030 г.**

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

**1. База на възвръщаемост за ценови периоди:** 1 октомври 2025 г. – 30 септември 2026 г. – в размер на 6 251 262 хил. лв.; 1 октомври 2026 г. – в размер на 30 септември 2027 г.

– в размер на 6 695 306 хил. лв.; 1 октомври 2027 г. – 30 септември 2028 г. – в размер на 6 842 018 хил. лв.; 1 октомври 2028 г. – 30 септември 2029 г. – в размер на 6 950 107 хил. лв.; 1 октомври 2029 г. – 30 септември 2030 г. – в размер на 6 883 895 хил. лв.;

**2. Норма на възвръщаемост на капитала: 7,70%;**

**3. Коефициент за подобряване на ефективността: 1,05%;**

**4. Коефициент за изглаждане на базовите необходими приходи: -0,03157;**

**5. Съотношение за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос, извън необходимите приходи, изплащани от технологична компонента и компонента за покриване на наложени задължения към обществото: 100% от цената за достъп;**

**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 газова година от регулаторния период: от 1 октомври 2025 г. до 30 септември 2026 г.:**

**1. Необходими годишни приходи: 800 657 хил. лв.;**

**2. Базови необходими приходи: 875 946 хил. лв.;**

**3. Прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 от Методиката за определяне на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД - директно прехвърляеми разходи: 71 780 хил. лв., от които:**

**3.1. Директно прехвърляеми общи разходи: 44 954 хил. лв.;**

**3.2. Директно прехвърляеми разходи, формиращи технологичната компонента: 26 147 хил. лв.;**

**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: 679 хил. лв.**

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

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ПЛАМЕН МЛАДЕНОВСКИ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**РОСИЦА ТОТКОВА**