

МЕТОДИКА ЗА ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ЦЕНИ ЗА ДОСТЪП И ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПРЕЗ ГАЗОПРЕНОСНИТЕ МРЕЖИ, СОБСТВЕНОСТ НА "БУЛГАРТРАНСГАЗ" ЕАД

Издадена от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, обн., ДВ, бр. 72 от 29.08.2014 г., в сила от 1.10.2014 г., изм. и доп., бр. 76 от 30.09.2016 г., в сила от 19.09.2016 г., изм. и доп., бр. 79 от 8.09.2020 г.

Глава първа ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. (1) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) С тази методика се определят условията и редът за образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система, собственост на "Булгартрансгаз" ЕАД, включително:

1. модел за определяне на цените по входни точки/зони и изходни точки/зони и по предоставяни услуги;
2. определяне на тарифи и тарифни структури;
3. начинът за образуване на цените при регулиране чрез метода "горна граница на приходи";
4. основните изисквания и елементи за образуване на цените;
5. механизъм за разпределение на разходите (респ. на необходимите приходи) по входни точки/зони и изходни точки/зони и по предоставяни услуги;
6. редът за образуване и изменение на цените.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Методиката се прилага по отношение на образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система, собственост на оператора "Булгартрансгаз" ЕАД.

Чл. 2. (1) Целта на методиката е да гарантира определянето на цени поотделно за входните точки и за изходните точки, както и за установените ценови зони при спазване на следните принципи:

1. прозрачност при определяне на цените;
2. прилагане на цените по недискриминационен начин за ползвателите на съответните мрежи;
3. (изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) отчитане необходимостта от цялостност на газопреносната система и нейното подобрене;
4. отразяване на ефективните разходи, необходими за предоставяне на услуги по пренос на природен газ;
5. включване на икономически обоснована възвръщаемост върху съществуващите активи и новите инвестиции.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Механизмът за разпределение на разходите (респ. на утвърдените необходими годишни приходи) по входни точки/зони и изходни точки/зони осигурява формирането на недискриминационни цени, които отразяват разходите и подпомагат ефикасната търговия с природен газ и ефикасното използване на газопреносната система, като същевременно предотвратяват кръстосаното субсидиране между ползватели на системата.

Чл. 3. (Изм. и доп. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи се образуват при спазване на принципите за ценово регулиране, регламентирани в Закона за енергетиката, 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) и приложимото законодателство на Европейския съюз (ЕС).

Глава втора

МОДЕЛ ЗА ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ

Чл. 4. (1) Цените за достъп и пренос по газопреносните мрежи се определят в съответствие с входно-изходен модел за достъп до газопреносните мрежи. За целите на прилагане на входно-изходен ценови модел двете мрежи, собственост на "Булгартрансгаз" ЕАД, могат да се разглеждат като една обща преносна система.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) При определянето на цените се вземат предвид входните точки и изходните точки и ценовите зони, одобрени от Комисията за енергийно и водно регулиране, наричана по-нататък "комисията".

(3) Цените за всяка входна точка и за всяка изходна точка, както и за всяка ценова зона се определят от оператора по начина и при условията, определени в тази методика.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) При прилагане на входно-изходния модел могат да се сключват отделни и независими един от друг договори за използване на входен и изходен капацитет на газопреносната система.

Чл. 5. (1) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) По предложение на оператора комисията одобрява входните точки, изходните точки и ценовите зони в зависимост от специфичните характеристики на газопреносната система.

(2) Операторът публикува определените по ал. 1 входни точки, изходни точки и ценови зони на своята интернет страница.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) При промяна на одобрените за преносната система входни точки, изходни точки и ценови зони операторът е длъжен да публикува изменението най-малко 1 месец преди влизане в сила на промяната. Всяко изменение на входните точки, изходните точки и ценовите зони за газопреносната мрежа/система се прилага от началото на ценови период.

Глава трета

НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ

Раздел I

Основни принципи

Чл. 6. (1) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Утвърдените необходими годишни приходи на оператора за преносната система покриват разходите на оператора, които са му необходими да осигури:

1. (изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) услугите по пренос на природен газ;

2. (изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) безопасното и надеждно управление и експлоатация на преносната инфраструктура;

3. (изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) поддържане и развитие на газопреносната система;

4. (отм., предишна т. 5 – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., отм., бр. 79 от 2020 г.);

5. (предишна т. 6 – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., изм., бр. 79 от 2020 г.) управление, разпространение и обмен на информация за целите на осигуряване на

ефективна, прозрачна и надеждна работа на газопреносната система;

6. (предишна т. 7 – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) дейността по пренос на природен газ съгласно чл. 170, ал. 2 от Закона за енергетиката.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Утвърдените необходими годишни приходи за всяка година от съответния регулаторен период се образуват от оператора по метода "горна граница на приходи".

(3) (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., бр. 79 от 2020 г.) Регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години, определен с решение на комисията по предложение на оператора.

(4) (Отм., предишна ал. 5 – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., отм., бр. 79 от 2020 г.).

Раздел II

Образуване на необходимите приходи

Чл. 7. (1) (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., бр. 79 от 2020 г.) Необходимите годишни приходи за всяка година от регулаторния период се определят, както следва:

$$\text{НГП}_t = \text{БНГП}_t + C_t + Y_t$$

където:

НГП_t са утвърдени необходими годишни приходи за съответната година от регулаторния период;

БНГП_t – базови необходими годишни приходи за съответната година от регулаторния период;

C_t – директно прехвърляеми разходи за съответната година от регулаторния период (съгласно чл. 17);

Y_t – годишна корекция за съответната година от регулаторния период, отразяваща освобождаването на регулаторната сметка (съгласно чл. 16а);

t – съответна година от разглеждания период.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Базовите необходими годишни приходи се определят в съответствие със следната формула:

$$\text{БНГП}_t = \text{БНГП}_{t-1} \cdot (1 + I_{t-1})(1 - X),$$

където:

I_{t-1} е прогнозната инфлация за годината, предхождаща годината t, измерена с индекса на потребителските цени;

X – коефициент за изглаждане на базовите необходими годишни приходи за регулаторния период.

(3) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) Коефициентът X се получава при решаване на следното уравнение:

$$\sum_{t=1}^n \frac{\text{ГИС}_t}{(1 + \text{НВ})^t} = \sum_{t=1}^n \frac{\text{БНГП}_0(1 - X)^t}{(1 + \text{НВ})^t}$$

където:

ГИС_t е годишна изчислена сума от експлоатационни контролируеми разходи, амортизации и възвръщаемост на активите за година t, необходими за дейността по преноса на природен газ, определени въз основа на икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, на база на одобрения от комисията бизнес план на оператора съгласно формулата:

$$\text{ГИС}_t = P_t + A_t + \text{БВ}_t \cdot \text{НВ},$$

където:

P_t са експлоатационни контролируеми разходи за образуване на базовите необходими годишни приходи за съответната година (съгласно чл. 9);

A_t - изчислена годишна амортизация за образуване на базовите необходими годишни приходи за съответната година (съгласно чл. 12);

(Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) БВ_t – изчислена база на възвръщаемост за съответната година (съгласно чл. 13);

НВ - норма на възвръщаемост на капитала на дружеството (съгласно чл. 14), одобрена от комисията, за регулаторния период;

n - брой години в регулаторния период;

(Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) БНГП₀ - постигнати прогнозни базови годишни приходи за базовата година (t=0)

(4) (Нова – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) Необходимите годишни приходи не включват приходите от предоставяни на клиенти услуги, свързани с лицензионната дейност.

Чл. 8. (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., бр. 79 от 2020 г.) Прогнозните разходи, необходими за дейността по пренос през газопреносна система, са икономически обоснованите разходи, определени на база одобрения от комисията бизнес план на оператора.

Чл. 9. (1) (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) Експлоатационните контролируеми разходи за съответната година от регулаторния период се определят по следната формула:

$$P_t = P_{t-1} \cdot (1 - E),$$

където:

P_{t-1} са експлоатационни контролируеми разходи за предходната година от регулаторния период;

E - коефициент за подобряване на ефективността, определен с решение на комисията преди началото на регулаторния период, който се прилага за всеки ценови период от регулаторния период.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) Началното ниво на експлоатационните контролируеми разходи се определя на база прогнозния среден размер на годишните експлоатационни разходи, необходими за дейността по преноса на природен газ за регулаторния период, определени на база на одобрения от комисията бизнес план на оператора.

Чл. 10. (1) 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. Разходите във всяка от посочените групи се посочват и по икономически елементи.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Условно-постоянните експлоатационни разходи включват разходите за дейността по преноса на природен газ през газопреносната система, които не са в пряка зависимост от прогнозните количества пренесен природен газ, в това число разходи за експлоатация и поддръжка, ремонти и други.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Променливите разходи за дейността по преноса на природен газ зависят от количествата пренесен природен газ през газопреносната система.

Чл. 11. (1) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) В разходите за дейността не се включват разходи, които не са свързани с дейността по пренос на природен газ през газопреносната система, финансови разходи, разходи, които имат случаен и/или извънреден характер, както и:

1. разходи за данък върху печалбата;
 2. разходи за бъдещи периоди;
 3. разходите за загуби от обезценки;
 4. (изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) текущи разходи за начислени провизии по смисъла на чл. 38 от Закона за корпоративното подоходно облагане;
 5. текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси;
 6. разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи;
 7. разходи за лихви за забава, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори;
 8. разходи за дарения и изплатени неизползвани отпуски от предходен период;
 9. разходите по чл. 204 на Закона за корпоративното подоходно облагане, както и разходите за начислен данък върху тях по чл. 216 ЗКПО;
 10. разходи, за които липсва технико-икономическа или друга обосновка и доказателства от лицензианта;
 11. (изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) разходи, за които комисията обосновано приеме, че не са в интерес на ползвателите, или разходи, които не са необходими за изпълнение на лицензионната дейност;
 12. (нова – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания.
- (2) (Отм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.).

Чл. 12. (1) (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) 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.

(2) За регулаторни цели разходите за амортизация се изчисляват на основата на обоснован икономически и технически полезен живот на активите съгласно приложение № 1 към тази методика чрез прилагане на линеен метод за амортизация.

(3) Разходите за амортизация се начисляват след датата на въвеждане на съответния актив в експлоатация.

Чл. 13. (1) Базата на възвръщаемост е базата, върху която операторът получава

възвръщаемост от вложения капитал.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., бр. 79 от 2020 г.) 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. Базата на възвръщаемост се изчислява по следната формула:

$$BB_t = A_{t-1} + ИНВ_t + Ам_t - \Phi_t + ОК_t$$

където:

BB_t е база на възвръщаемост за образуване на необходимите приходи за година t от регулаторния период;

A_{t-1} - прогнозната балансова стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, към края на предходната година;

(Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) $ИНВ_t$ - инвестиционна компонента за образуване на базата на възвръщаемост за съответната година от регулаторния период, определена като сума на прогнозните инвестиции за съответната година от регулаторния период, необходими за дейността по преноса на природен газ и в съответствие с одобрен бизнес план на оператора;

$Ам_t$ - амортизационна компонента за образуване на необходимия приход за съответната година от регулаторния период, 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 одобрен от комисията бизнес план на оператора;

(Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Φ_t - прогнозна балансова стойност на безвъзмездното финансиране на активи към края на съответната година от регулаторния период, в т.ч. за сметка на такса присъединяване, по грантови схеми, дарения, помощи и др., в съответствие с одобрения от комисията бизнес план на оператора;

$ОК_t$ - необходим оборотен капитал за образуване на необходимите приходи за съответната година от регулаторния период, представляващ необходимата капиталова сума, използвана в процеса на финансиране на годишната дейност на оператора; необходимият оборотен капитал се формира като 1/8 от размера на годишните експлоатационни парични разходи за съответната година от регулаторния период за дейността по пренос на база одобрения от комисията бизнес план на оператора, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) В стойността на дълготрайните активи/прогнозните инвестиции, свързани с дейността по преноса на природен газ по газопреносната система, не се включват:

1. 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;

2. активи, които имат остатъчна стойност и предстои да бъдат изведени от експлоатация през първата година на регулаторния период;

3. активи под формата на незавършено строителство.

Чл. 14. (1) 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.

(2) Нормата на възвръщаемост на капитала се определя като реална норма преди данъчно облагане по следната формула:

$$НВ = Д_{СК} * \left(\frac{НВ_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} \cdot НВ_{ПК}$$

където:

НВ е норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;

Дск - дял на собствения капитал в общия капитал;

НВск - норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

ДС - корпоративен данък по Закона за корпоративното подоходно облагане, %;

Дпк - дял на привлечения капитал в общия капитал;

НВпк - норма на възвръщаемост на привлечения капитал.

(3) Нормата на възвръщаемост на капитала се изчислява за целия капитал на дружеството.

Чл. 15. (1) Собственият капитал не включва финансовия резултат за текущия период (печалба или загуба) от дейността на дружеството.

(2) Комисията одобрява нормата на възвръщаемост на собствения капитал съгласно чл. 18 при отчитане на фактори, като: сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на дружеството, финансова история на дружеството.

(3) За регулаторния период комисията одобрява подходяща целева капиталова структура.

Чл. 16. (1) Привлеченият капитал включва възмездни заеми и задължения по договори за финансов лизинг.

(2) Комисията може да определи максимална пазарна цена на привлечения капитал на основата на статистически данни за пазарните й величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) При изчисление на средната цена на привлечения капитал комисията взема под внимание годишните лихви по съществуващи и планирани договори за заем и относителното тегло на съответните заеми в общата сума на привлечения капитал.

(4) В случаите, когато е сключен договор за финансов лизинг и не е посочен постоянен лихвен процент, комисията определя среден лихвен процент за целия период в рамките на срока на договора.

Чл. 16а. (Нов – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) (1) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Операторът коригира необходимите годишни приходи със суми, получени вследствие на несъответствие между действително получените годишни приходи и утвърдените необходими годишни приходи от предходни ценови периоди. За целта операторът поддържа специална регулаторна сметка, в която ежегодно се натрупват годишните разлики между действително получени приходи и ревизираните необходими

годишни приходи.

(2) Ревизирият необходим годишен приход се определя, като утвърденият необходим годишен приход за конкретния ценови период се преизчисли на база на действителната инфлация и действителните директно прехвърляеми разходи.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Натрупаният баланс в регулаторната сметка се освобождава в края на регулаторния период и се покрива чрез корекция на определените необходими годишни приходи за следващия регулаторен период.

(4) Част от натрупания баланс може да бъде освободен и по време на регулаторния период, като освободената част не може да бъде повече от 10 % от ревизирия необходим годишен приход за година t . В такъв случай операторът може да коригира утвърдения необходим годишен приход и съответно цените за достъп и пренос в година $t+2$.

(5) За целите на ценовото регулиране комисията извършва преглед относно изпълнението на инвестициите в края на регулаторния период. В случай че размерът на действително извършените инвестиции е по-нисък от размера на прогнозните инвестиции и тази разлика не се дължи на ефективна инвестиционна политика, комисията може да задължи оператора да намали необходимите годишни приходи за следващия регулаторен период със стойност, отразяваща надвзетите амортизации и възвръщаемост.

Чл. 17. (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) Директно прехвърляемите разходи за съответната година от регулаторния период се определят всяка година и включват следните елементи:

1. (изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) 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 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;

2. (изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) дял от таксите, дължими от оператора за участие в Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ, както и други дължими такси за съответната година;

3. акциз върху горивния газ;

4. лицензионни такси, дължими от оператора по ЗЕ;

5. технологични разходи и разходи за съхранение на технологичен газ за нуждите на преноса;

6. други разходи по предложение на оператора, за които комисията приеме, че имат характер на директно прехвърляеми разходи.

Раздел III

Утвърждаване на необходими годишни приходи и ценообразуващи елементи

(Загл. изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.)

Чл. 17а. (Нов – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Преди началото на всеки регулаторен период операторът или комисията в зависимост от решението на комисията провеждат периодични консултации в съответствие с изискванията на чл. 26 от Регламент (ЕС) 2017/460.

Чл. 18. (1) (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., бр. 79 от 2020 г.) Преди началото на всеки регулаторен период по предложение комисията с решение утвърждава:

1. (доп. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., изм., бр. 79 от 2020 г.) необходимите годишни приходи и базови необходими приходи за дейността по пренос за първата година от регулаторния период;

2. (изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) базата за възвръщаемост по години за регулаторния период;

3. нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период;

4. прогнозен размер на разходите по чл. 7, ал. 1 за първата година от регулаторния период, като преценява тяхната икономическа обосновааност;

5. коефициент за подобряване на ефективността, който се прилага по отношение на прогнозните експлоатационни разходи;

6. (доп. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., изм., бр. 79 от 2020 г.) коефициент на изглаждане на базовите необходими приходи за регулаторния период;

7. (отм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.);

8. (нова – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., отм., бр. 79 от 2020 г.);

9. (нова – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., отм., бр. 79 от 2020 г.);

10. (нова – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., отм., бр. 79 от 2020 г.);

11. (нова – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., отм., бр. 79 от 2020 г.).

(2) (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., отм., предишна ал. 4, бр. 79 от 2020 г.) Комисията може да изисква от оператора представяне на подробен отчет и анализ за изпълнението на инвестициите и постигнатите резултати по отношение на качеството на природния газ и обслужването на клиентите.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., бр. 79 от 2020 г.) С решението по ал. 1 в съответствие с резултатите от проведената консултация по чл. 17а комисията утвърждава за регулаторния период:

1. съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ;

2. съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп по входни и изходни точки.

(5) (Отм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.).

Чл. 18а. (Нов – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) (1) За всеки ценови период в срок до 1 март операторът внася в комисията предложение за:

1. входни и изходни точки/зони, за които се определят цените за достъп и пренос;

2. коефициенти за определяне на цените за достъп за резервиране на краткосрочни капацитетни продукти на база на цената за референтен твърд капацитет;

3. сезонни множители за определяне на цените за резервиране на краткосрочни капацитетни продукти;

4. отстъпка при образуване на цени за достъп за резервиране на прекъсваеми капацитетни продукти;

5. отстъпка при определяне на цени за достъп за входни/изходни точки към/от съоръжения за съхранение на природен газ;

6. отстъпка при образуване на цени за достъп за входни точки от съоръжения за втечен природен газ (ВПГ) 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.

(2) Комисията приема решение за одобряване на отстъпките, множителите и сезонните коефициенти по ал. 1 след провеждане на консултация по реда на чл. 28 от Регламент (ЕС) 2017/460.

Чл. 19. (Отм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.).

Чл. 20. (Отм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.).

Глава четвърта

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ТАРИФНА СТРУКТУРА НА ЦЕНИ ЗА ДОСТЪП И ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Чл. 21. (1) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Тарифната структура на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система се определя от оператора.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) С цел образуване на цените за достъп и пренос преносната през газопреносната система утвърдените необходими годишни приходи се разпределят по ценовите компоненти от тарифната структура, определена по чл. 21.

Чл. 22. (1) (Доп. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Цените от тарифната структура могат да включват:

1. цена за достъп, която се определя в левове за единица капацитет за период на предоставяне, изразена в мерна единица лв./MWh/ден/период на предоставяне;

2. цена за пренос, която се определя в левове за енергийни единици природен газ, изразена в мерна единица лв./MWh.

(2) (Доп. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Цената за достъп се определя за правото на ползвателя на мрежата да използва капацитет на мрежата в съответните входни точки, изходни точки и/или зони при условия, размер и срокове, определени в сключен с оператора договор. Цената за достъп е диференцирана по входни и изходни точки и ценови зони в зависимост от предлаганите услуги за достъп в тези точки/зони.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Цената за пренос се определя за количествата природен газ, пренесени при условията на сключен договор за пренос. Цената за пренос е еднаква за всички входни и изходни точки и ценови зони.

Чл. 23. (1) Цените за достъп се изчисляват по видове услуги за предоставяне на капацитет за всяка входна точка/зона и изходна точка/зона на съответната газопреносна мрежа или за газопреносната система при спазване на механизма за разпределяне на разходите по глава пета от методиката и могат да включват:

1. цени за достъп при референтен твърд годишен капацитет;

2. (изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) цени за достъп при краткосрочен твърд капацитет за ден, продукти: в рамките на деня, ден напред, месец и тримесечие;

3. цени за достъп при прекъсваем капацитет;

4. (отм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.).

(2) Цените за достъп се определят на база на утвърдените необходими годишни приходи, намалени с утвърдените необходими годишни приходи, алокирани за образуване на цената за пренос.

(3) (Доп. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Цените за достъп при прекъсваем капацитет, включително цените за достъп при виртуален реверсивен капацитет на търговска база (backhaul) се определят, като се отчете вероятността от прекъсване.

(4) Цената за достъп се начислява на база на предоставен капацитет във входните точки/зони и изходните точки/зони и по видове предлагани услуги съгласно сключен договор с оператора.

Чл. 24. (1) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Операторът предлага следните услуги по преноса на природен газ за съответните входни и изходни точки/ценови зони на газопреносната система:

1. краткосрочни или дългосрочни услуги по пренос на база договорен твърд капацитет;
2. краткосрочни или дългосрочни услуги по пренос на база договорен прекъсваем капацитет (физически или виртуален).

(2) (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) Видовете услуги по преноса на природен газ, предлагани от оператора, са публикувани на интернет страницата на оператора.

Чл. 25. (1) Цената за пренос се определя на база на утвърдените необходими годишни приходи, алокирани за образуване на цената за пренос.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Необходимите годишни приходи, които се събират от цената за пренос, могат да се определят като част от общите необходими годишни приходи, като могат да включват компонента, определена на база на променливите разходи за осъществяване на дейността по пренос на природен газ през газопреносната система.

(3) Цената за пренос може да включва разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото. Тези разходи се посочват като отделна компонента в цената.

(4) (Доп. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., изм. и доп., бр. 79 от 2020 г.) В случай че ползватели не ползват определена услуга за съответните входни и изходни точки/зони на газопреносната система и разходите за предоставяне на тази услуга са индивидуализирани за конкретните ползватели чрез отделна ценова компонента, те не заплащат компонентата в цената за пренос, свързана със съответната услуга.

Чл. 26. (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., бр. 79 от 2020 г.) Цените за достъп и пренос по газопреносната система не включват такси за дисбаланс, които се начисляват отделно по одобрена от комисията методика.

Чл. 27. (1) Цените за достъп и пренос се определят от оператора за всеки ценови период от регулаторния период на база на утвърдените от комисията необходими приходи.

(2) Определените цени са без включен данък добавена стойност, който се начислява по реда на действащото законодателство.

Глава пета

МЕХАНИЗЪМ ЗА РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ НА РАЗХОДИТЕ, РЕСП. НА НЕОБХОДИМИТЕ ГОДИШНИ ПРИХОДИ ПО ВХОДНИ И ИЗХОДНИ ТОЧКИ/ЗОНИ

Чл. 28. Разпределението на разходите, респ. на необходимите годишни приходи по входни и изходни точки/зони, се извършва по правилата, определени в тази глава и съгласно приложение № 2 към методиката.

Чл. 29. (1) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) За целите на разпределение на необходимите годишни приходи газопреносната система се разделя на участъци от газопроводи, свързващи входните точки, изходните точки и определените възлови точки на системата (върхове). Върхове могат да бъдат компресорни станции, връзки между газопроводи с различни диаметри, хранилища за съхранение на природен газ. Чрез върховете се ограничават участъци, които имат сходни технически характеристики - диаметри, налягане и режим на работа.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Участъците трябва да бъдат избрани по такъв начин, че да представят приблизителния действителен път на газовите потоци и да позволяват оценка на пътя на разходите от входните до изходните точки, включително диаметри на тръбите, дължини, компресорни станции и т.н.

Чл. 30. (1) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Необходимите годишни приходи се разделят на приходи, събирани от цена за достъп, и приходи, събирани чрез цената за пренос.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) 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 газопрееносната система.

(3) 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.

(4) Необходимите годишни приходи, събирани чрез цена за достъп, се разпределят по газопроводни участъци на база на разходите за подмяна на отделните участъци.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Необходимите годишни приходи, разпределени за всеки газопроводен участък по реда на ал. 4, се разделят на техническия капацитет на съответния участък. Резултатът отразява единичните разходи, отнасящи се към съответния газопроводен участък, т.е. разхода за транспортирането на един MWh газ през този участък.

(6) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Пътят на единичните разходи е представен под формата на матрица на единичните разходи. Тази матрица има толкова редове, колкото са изходните точки, и толкова колони, колкото са входните точки на газопрееносната система. Стойностите в тази матрица са сумата от единичните индивидуални разходи за различните участъци на газопрееносната система, които са използвани за транспортирането на един MWh газ от съответната входна точка/зона до съответната изходна точка/зона.

Чл. 31. (1) Цените за достъп при референтен твърд годишен капацитет за съответните входни точки/зони и изходни точки/зони са определени по такъв начин, че да отразяват стойностите на матрицата на единичните разходи в максимална степен.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Цените за достъп при краткосрочен твърд капацитет за съответните входни точки/зони и изходни точки/зони се определят на база на получените цени за достъп при твърд годишен капацитет, отнесени към периодите на конкретната услуга, умножени по коефициент, определен в решението по чл. 18а, ал. 2.

(3) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Операторът може да определи различни цени за достъп при краткосрочен капацитет в различни периоди на годината. За целта получените цени за достъп при краткосрочни капацитети се умножават по сезонни фактори, за различните годишни периоди, определени в решението по чл. 18а, ал. 2.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Цените за достъп при прекъсваеми услуги за съответните входни точки/зони и изходни точки/зони се образуват на база на получените цени за достъп при твърд капацитет.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Цените за различните видове услуги по предоставяне на капацитет в съответните входни и изходни точки, представляващи изход/вход от/към съоръженията за съхранение на природен газ, цените за достъп за входни точки от съоръжения за ВПГ 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, се определят на база на получените цени за достъп при твърд капацитет, умножени по коефициент, определен в решението по чл. 18а, ал. 2.

(6) В процеса на определяне на цените трябва да бъдат взети под внимание следните

условия:

1. покриване на утвърдените необходими годишни приходи от цената за достъп;
2. избягване на цени с нулево ниво;
3. (изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) определеното отношение на покриването на утвърдените необходими годишни приходи от цената за достъп от входни точки/зони и от изходни точки/зони;
4. (отм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.).

Глава шеста

РЕД ЗА ОПРЕДЕЛЯНЕ И ИЗМЕНЕНИЕ НА ЦЕНИТЕ ЗА ДОСТЪП И ПРЕНОС НА ПРИРОДЕН ГАЗ ПРЕЗ ГАЗОПРЕНОСНИТЕ МРЕЖИ, СОБСТВЕНОСТ НА "БУЛГАРТРАНСГАЗ" - ЕАД

Раздел I

Определяне и изменение на цените за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи

Чл. 32. (1) Преди началото на нов регулаторен период операторът извършва проучване за стойността на услугите по преноса и достъпа по съответната преносна мрежа или за преносната система, като:

1. (изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., бр. 79 от 2020 г.) изготвя бизнес план за дейностите по пренос на природен газ, който се представя за одобряване от комисията не по-късно от 1 март на годината, в която изтича предходния регулаторен период;

2. (изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) подава заявление по чл. 18, ал. 1 от тази методика; утвърдените необходими приходи за първата година на регулаторния период се изчисляват и разпределят по видове услуги и входни точки/зони и изходни точки/зони на газопреносната система в съответствие с тази методика.

(2) Комисията проверява заявлението по ал. 1, т. 1 по реда на чл. 4 от Наредба № 3 от 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката.

(3) (Изм. и доп. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) Комисията приема решение по ал. 1, т. 1 в срок до 45 дни, считано от внасяне на заявлението в комисията или от отстраняване на нередовностите, ако са установени такива. При приемане на решение комисията извършва преценка за съответствие с последния одобрен Десетгодишен план за развитие на мрежите на оператора.

(4) Към заявлението по ал. 1, т. 2 операторът представя:

1. данни за базисната година, прогнозна информация по ценови години от регулаторния период (инвестиции, разходи, количества и др.) в съответствие с изготвения бизнес план;

2. отчетна информация за всички приходи, разходи, активи и пасиви за последната отчетна година; отчетната информация трябва да е разработена в съответствие с изискванията на чл. 37 ЗЕ за отделна отчетност между регулирани и нерегулирани дейности;

3. годишен финансов отчет с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти;

4. обосновки и документи съгласно чл. 18, ал. 3;

5. технико-икономически данни, включително месечни отчети за продажбите през базисната година, както и всяка друга информация, свързана с предлаганите за

утвърждаване необходими годишни приходи;

6. справки, изготвени в съответствие с изискванията на комисията за предоставяне на информация; справки се представят на хартиен и цифров носител; справки се подписват от лице с представителна власт и от главен счетоводител;

7. допълнителна информация, извън задължителната по справките, по преценка на оператора;

8. допълнителна писмена информация, поискана от комисията.

Чл. 33. (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., отм., бр. 79 от 2020 г.).

Чл. 34. (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., бр. 79 от 2020 г.) (1) За всеки ценови период от регулаторния период операторът определя цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/зони на база утвърдените необходими годишни приходи за този ценови период.

(2) Цените по ал. 1 се определят с решение на оператора в срок не по-късно от 30 дни преди ежегодния търг за годишен капацитет в съответствие с календара на ENTSOG.

Чл. 35. (1) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Операторът публикува решението за приемане на цените за достъп и пренос на природен газ по входни точки/зони и изходни точки/на газопреносната система в средствата за масова информация и на интернет страницата си не по-късно от 7 дни преди началото на съответния ценови период.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., бр. 79 от 2020 г.) В срока по ал. 1 операторът изпраща на комисията копие от приетото решение заедно със следната информация: образуванията от него цени по реда на тази методика; описание на подхода и конкретните пресмятания, използвани за формиране на цените по реда на тази методика.

Чл. 36. Операторът поддържа на своята страница актуална информация за действащите цени за достъп и пренос по видове услуги и по входни и изходни точки/ценови зони, както и за методиките, свързани с образуването, калкулирането и прилагането на цените за достъп и пренос на природен газ.

Раздел II

Прилагане на цените за достъп и пренос

Чл. 37. (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Цените за достъп и пренос по газопреносната система, образувани по реда и по правилата на тази методика, се прилагат от датата, определена в решението по чл. 34, ал. 2.

Чл. 38. (1) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Начинът и сроковете на плащане на услугите по пренос на природен газ през газопреносната система са определени от оператора в договора за пренос.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Ползвателите на мрежата заплащат стойността на услугата по пренос на природен газ, калкулирана чрез:

1. цена за достъп на входните точки/зони;

2. цена за достъп на изходните точки/зони; и

3. цена за пренос в зависимост от пренесените количества природен газ на входните и изходните точки/зони.

(3) Цената за достъп се начислява на база на предоставения на ползвателя капацитет във входни точки/зони и изходни точки/зони и в зависимост от предлаганите услуги в тези

точки/зони.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) Цената за пренос се начислява на база измерените със средства за търговско измерване и разпределени количества природен газ във входните и изходните точки/зони на газопреносната система.

Глава седма МОНИТОРИНГ И КОНТРОЛ

Чл. 39. (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., бр. 79 от 2020 г.) При осъществяване на правомощията си по ценовото регулиране комисията извършва текущо наблюдение, мониторинг и контрол върху дейността на оператора по пренос на природен газ в съответствие със Закона за енергетиката, Наредба № 2 от 2013 г. за регулиране на цените на природния газ и приложимото европейско законодателство.

Чл. 40. (1) (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г.) По всяко време комисията със свое решение може по реда и при условията на действащото законодателство да даде предписания на оператора по отношение прилагането на тази методика, като определи срок за тяхното изпълнение. Срокът трябва да е достатъчен, за да позволи на оператора да извърши необходимите действия.

(2) Операторът е длъжен да изпълни направените предписания или задължителни указания в определения срок.

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. По смисъла на тази методика:

1. "Газопреносна мрежа" е система от газопроводи с високо налягане и съоръженията към тях с единен технологичен режим на работа за пренос на природен газ до изхода на газоизмервателна станция или газорегулираща станция.

2. "Национална газопреносна мрежа" (НГПМ) - газопреносна мрежа с основно предназначение за пренос на природен газ до потребители в България, присъединени към нея, но така също и до точки на междусистемно свързване, която е собственост на преносния оператор Булгартрансгаз ЕАД, и с която се осъществява услуга по пренос.

3. (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) "Газопреносна мрежа за транзитен пренос" (ГМТП) - газопреносна мрежа с основно предназначение за транзитен пренос на природен газ, която се използва и за пренос на газ до присъединени към мрежата потребители в България или до точки на междусистемно свързване на територията на България, която е собственост на "Булгартрансгаз" ЕАД, и с която се осъществява услугата по пренос.

4. "Входна точка" е физическа точка, определена от оператора съгласно чл. 5, ал. 1, състояща се от един или няколко пункта за приемане на природен газ от страна на преносния оператор.

5. "Изходна точка" е физическа точка, определена от оператора съгласно чл. 5, ал. 1, състояща се от един или няколко пункта за предаване от оператора на пренесени количества природен газ за ползвател на мрежата.

6. "Ценова зона"/"зона" е съвкупност от две или повече входни/изходни точки,

определени от оператора съгласно чл. 5, ал. 1, които са географски установени и се третираат като една за целите на ценообразуването.

7. "Ползвател на мрежата" е физическо или юридическо лице, което има сключен договор за пренос по газопреносна мрежа.

8. "Услуги по пренос" са услуги, свързани с предоставяне на права за ползване на капацитет на входни точки/зони и изходни точки/зони от преносна система и с извършване на пренос на природен газ.

9. "Достъп" е възмездно право да се ползва преносна система посредством запазване на капацитет в нея на основание сключен договор за пренос.

10. "Оператор на преносна мрежа" ("оператор") е "Булгартрансгаз" ЕАД, собственик на газопреносните мрежи, с които осъществява услугата пренос на природен газ, притежател на лицензии за пренос на природен газ по националната газопреносна мрежа (НГПМ), за пренос на природен газ по газопреносната мрежа за транзитен пренос (ГМТП) и за съхранение на природен газ.

11. "Капацитет" е максимално количество природен газ, което операторът може да пренесе от/до определена входна/изходна точка за ползвателя за един газов ден.

12. (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) "Количество природен газ" е обем природен газ, изразен в кубически метри при стандартни условия (температура 20 °С и налягане 101 325 Pa) или в енергийни единици. Отчетеното количество газ в кубични метри (m³) се преизчислява в енергийни единици чрез умножение на коригирания обем на газ по представителната калоричност на газа (висша топлина при изгаряне) при стандартни условия. Представителната калоричност е отделна стойност или комбинация от стойности на висшата топлина при изгаряне, приети за най-подходящи в зависимост от вида на измервателната система.

13. "Пренос на природен газ" е транспортирането на природен газ през преносна система, собственост на оператора.

14. "Договорен капацитет" е максималният капацитет за пренос, който операторът запазва за ползвателя на газопреносна мрежа/преносна система за срока на сключените договори за пренос на съответната(ите) входна(и) и изходна(и) точка.

15. "Твърд капацитет" е капацитет за пренос на природен газ, непрекъсваемостта на който е гарантирана от преносния оператор по силата на сключен договор за пренос.

16. "Прекъсваем капацитет" е капацитет за пренос, който може да бъде прекъсван от оператора в съответствие с условия, залегнали в договора за пренос.

17. "Прекъсваем капацитет за реверсивен пренос на търговска база (backhaul или виртуален капацитет)" е капацитет за пренос на входно-изходна точка в посока, обратна на физическия пренос, който се осъществява на търговски принцип (няма физически пренос в обратната посока).

18. (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) "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. Може да включва два или повече ценови периода.

19. (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г., бр. 79 от 2020 г.) "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.

20. (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) "Базисна година" е предходна календарна година, предхождаща първия ценови период от регулаторния период.

21. "Контролируеми разходи" са оперативни разходи, свързани с лицензионната дейност, върху които преносният оператор може да упражнява контрол.

22. "Директно прехвърляеми разходи" са разходи или приходи, възникващи в процеса на извършване на лицензионната дейност, върху които операторът не може пряко да влияе.

23. (Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.) "Газопреносна система/преносна система" е система, обединяваща националната газопреносна мрежа и газопреносната мрежа за транзитен пренос, разглеждана като единна входно-изходна система.

24. "Индекс на потребителските цени (Consumer Price Index)" е годишният официален индекс на инфлацията (И), определен от Националния статистически институт.

25. (Нова – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) "Специална регулаторна сметка" е сумата от годишните разлики между ревизирания необходим годишен приход и действителния годишен приход.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. Тази методика е приета от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране с решение № 109 от 11.08.2014 г., т. 4, на основание чл. 30, ал. 1, т. 12 от Закона за енергетиката и чл. 16, ал. 1 от Наредба № 2 от 2013 г. за регулиране на цените на природния газ и в съответствие с изискванията на Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета относно общите правила на вътрешния пазар на природен газ и изискванията на чл. 13 от Регламент (ЕО) № 715/2009/ЕО на Европейския парламент и на Съвета относно условията за достъп до газопреносни мрежи.

§ 3. Определянето на цени за достъп и пренос на природен газ по газопреносната мрежа за транзитен пренос или по газопреносната система се извършва при отчитане наличието на действащ дългосрочен договор за пренос на природен газ, сключен на основание междуправителствено споразумение и необходимостта от определяне на цени за достъп и пренос на природен газ за свободния капацитет в мрежата.

§ 4. Цените за достъп и пренос на природен газ, определени по реда на тази методика, се прилагат в съответствие с чл. 37 за всички действащи договори за пренос, сключени след датата на влизане в сила на Регламент (ЕО) № 715/2009/ЕО на Европейския парламент и на Съвета относно условията за достъп до газопреносни мрежи.

§ 5. Договорите за пренос на природен газ, сключени преди влизане в сила на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ДВ, бр. 54 от 2012 г., в сила от 17.07.2012 г.), по които страна е "Булгартрансгаз" ЕАД, се изпълняват до приключването им при договорните условия на тарифите за пренос.

§ 6. (Отм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.).

§ 7. Цените за достъп и пренос за първия регулаторен период се определят за входните точки/зони и изходните точки/зони на преносната система.

§ 8. (Отм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.).

§ 9. (Отм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.).

§ 10. Методиката влиза в сила от 1.10.2014 г.

§ 11. (Отм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.).

§ 12. (Изм. – ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.) Тази методика може да бъде изменена по инициатива на комисията или по предложение на "Булгартрансгаз" ЕАД. Измененията в методиката влизат в сила след одобрението им от комисията по реда на действащото законодателство, като до този момент се прилага последната одобрена от комисията методика.

МЕТОДИКА

за изменение и допълнение на Методиката за определяне на
цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните
мрежи, собственост на "Булгартрансгаз" ЕАД
(ДВ, бр. 76 от 2016 г., в сила от 19.09.2016 г.)

.....
§ 20. Навсякъде абривиатурата "ДКЕВР" се заменя с "комисията".

.....
Заключителна разпоредба

§ 21. Тази методика влиза в сила от датата на приемането ѝ от Комисията за енергийно и водно регулиране.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

към Методиката за изменение и допълнение на
Методиката за определяне на цени за достъп и пренос
на природен газ през газопреносните мрежи,
собственост на "Булгартрансгаз" ЕАД
(ДВ, бр. 79 от 2020 г.)

§ 37. Определянето на цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносната система се извършва при отчитане наличието на действащи дългосрочни договори с фиксирани цени и необходимостта от определяне на цени за достъп и пренос на природен газ за свободния капацитет в мрежата.

§ 38. Тази методика влиза в сила от датата на приемането ѝ от Комисията за енергийно и водно регулиране.

Приложение № 1 към чл. 12, ал. 2

Полезен живот на активите за регулаторни цели

Разходите за амортизации се определят съгласно чл. 55, ал. 2 от Закона за корпоративното подоходно облагане по линеен метод на амортизация на базата на амортизационния срок на активите за регулаторни цели по групи активи, както следва:

Видове активи	Полезен живот, години
Газопроводи	35
Компресорно оборудване	15
Съоръжения	15
Кабелни мрежи	15
Компютърна и комуникационна техника	5
Сгради	25
Други ДМА	5
Буферен газ (лайнпег)	60
Сондажи	35
ДНМА	7

Приложение № 2 към чл. 28

(Изм. – ДВ, бр. 79 от 2020 г.)

Математическо представяне на механизма за разпределение на разходите Приложението описва математическия подход за калкулиране на цените за достъп до газопреносната система по входни и изходни точки.

Терминология:

I = брой входни точки;

J = брой изходни точки;

i = входна точка $i \in \{1, \dots, I\}$;

j = изходна точка $j \in \{1, \dots, J\}$;

k = връх пресечена точка между мрежови участъци;

S_{ik} = мрежов участък между входна точка i и връх k ;

S_{kj} = мрежов участък между връх k и изходна точка j ;

S_{kk} = мрежов участък между два върха;

C_{stech} = технически капацитет на мрежовия участък $S(1)$;

$C_{i booked}$ = резервиран капацитет във входна точка i ;

$C_{j booked}$ = резервиран капацитет в изходна точка j ;

UCS = единичен разход за мрежов участък S ;

UC_{ij} = сумата на единичните разходи за транспортиране на газ от входна точка i до изходна точка j ;

P_{ij} = групата от мрежови участъци, служещи за транспортирането на газ от входна точка i до изходна точка j ;

UC = матрица на единичните разходи;

TN_i = цена на вход за входна точка i ;

TX_j = цена на изход за изходна точка j ;

$R_{allowed}$ = необходим приход.

Изчисляването на входно-изходните цени се състои от шест стъпки, които са разгледани по-долу:

Стъпка 1: Определяне на необходимите приходи;

Стъпка 2: Представяне на газопреносната система и определяне на мрежовите участъци;

Стъпка 3: Разпределение на разходите (респективно необходимите приходи) по мрежови участъци;

Стъпка 4: Изчисляване на единичните разходи за всеки мрежови участък;

Стъпка 5: Изчисляване на цени по входни и изходни точки;

Стъпка 6: Допълнителни корекции.

Стъпка 1: Определяне на необходимия приход

Необходимият приход ($R_{allowed}$) на мрежовия оператор се определя съгласно правилата на тази методика.

Стъпка 2: Представяне на газопреносната мрежа и определяне на мрежовите участъци

Втората стъпка предлага подходящо представяне на газопреносната система. Основните връзки с други системи (в това число съоръжения за съхранение) са представени в отделни входни точки (i). Изходните точки (j) са физически точки за доставка на природен газ или основни връзки с други системи. Когато няколко физически изходни точки са разположени в близост една до друга, те могат да бъдат групирани в една изходна зона.

Газопреносната система е представена по начин, който отразява топологията на основните газопроводи, и е разделена на отделни мрежови участъци. Изборът на мрежовите

участъци цели максимално точно да бъде представен действителният път на газовите потоци. Мрежовите участъци се избират така, че всеки основен диаметър, както и топологията на преносната система да определят отделни участъци. Върховете (k) се определят като пресичане на два или повече мрежови участъка. Успоредни газопроводи се третират като един мрежови участък.

В обобщение, сегментирането на преносната система води до набор от мрежови участъци между входни точки и върховете (S_{ik}), между два върха (S_{kk}) или между върхове и изходни точки (S_{kj}).

Стъпка 3: Разпределение на разходите (респективно необходимите приходи) по мрежови участъци

В стъпка 3 необходимите приходи се разпределят по мрежови участъци, като се използва външен ключ – стойността за подмяна на активите. При използване на стойността за подмяна на различните газопроводни участъци се определя относителното тегло за подмяна на отделния мрежови участък в общата стойност за подмяна на преносната система. Необходимият приход се разпределя по различните участъци ($R_{sallowed}$).

Стъпка 4: Изчисляване на единични цени по мрежови участъци

Четвъртата стъпка включва пресмятането на единичните разходи за всеки мрежови участък. Единичните разходи се определят, като разпределеният дял на необходимите приходи за съответния участък се разделя на техническия капацитет (C_{stech}) за този участък.

Единичните разходи за всеки мрежови участък се изчисляват по следния начин:

$$UC_s = \frac{R_s^{allowed}}{C_s^{tech}}$$

Стъпка 5: Изчисляване на цени по входни и изходни точки

В тази стъпка първо се конструира матрицата на единичните разходи (UC). Матрицата на единичните разходи (I x J) има толкова редове, колкото са входните точки (I) на преносната система, и толкова колони, колкото са изходните точки (J) на преносната система. Елементите на матрицата на единичните разходи са сумата на единичните разходи, следвайки специфичния път между входна и изходна точка (UC_{ij}):

$$UC = \begin{pmatrix} UC_{11} & \dots & UC_{1j} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ UC_{I1} & \dots & UC_{IJ} \end{pmatrix}$$

Ако се приеме, че P_{ij} е набор от мрежови участъци (UCS), които се използват за транспортиране на газ от входната точка i до изходна точка j , елементът UC_{ij} може да бъде изчислен по следния начин:

$$UC_{ij} = \sum_{UC_s \in P_{ij}} UC_s$$

Групата от секции P_{ij} може да бъде получена чрез прилагане на алгоритъм за намиране на най-краткия път между входната и изходната точка. При него, вместо да се търси пътят в

мрежовата структура с минимално общо разстояние между входната и изходната точка, се търси пътят с минимална сума на единичните разходи. Мрежовите участъци, избрани по този алгоритъм за всяка комбинация на входна точка i и изходна точка j , определят групата от участъци P_{ij} .

Разходите за транспортиране на газ от входна точка i до изходна точка j са равни на UC_{ij} . Следователно сумата на цените на входните точки i и тази на изходните точки j трябва също да бъде равна на UC_{ij} . За да се изчислят цените за пренос на природен газ по входни и изходни точки, следва да се реши следното уравнение:

$$\min \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J (UC_{ij} - (TN_i + TX_j))^2$$

$$TN_i, TN_j > 0 \text{ при } \forall i, j$$

За решаване на тази математическа задача се търсят цени при минимизиране на сумата от разликите в квадратите, между сумата на цените на входните i и изходните j точки и сумата от единичните разходи по пътищата UC_{ij} . При това се налага ограничението търсените цени по входни и изходни точки да бъдат положителни.

Стъпка 6: Допълнителни корекции

Последната стъпка в изчисляването на цените по входни и изходни точки включва допълнителни корекции, за да се гарантира възстановяване на необходимите приходи и да се осигури приложимостта на тарифната система. Тези корекции се извършват по два начина:

- На първо място, допълнителни математически ограничения се налагат на оптимизацията в стъпка 5: минималното съотношение между различните цени на изход или фиксирано разделяне на необходимите приходи между приходите, получени от входни и изходни точки.

- Второ, цените, получени в резултат на оптимизацията в стъпка 5, се скалират, за да се получи покриване на необходимите приходи. Корекцията се извършва, като тези цени се умножават по коефициент, който е равен на съотношението на необходимите приходи и приходите, получени при стъпка 5.

Прогнозните приходи от цените, получени при стъпка 5, се изчисляват, като тези цени се умножат по прогнозните капацитети в точките на прилагането им:

$$R^* = \sum_{i=1}^I C_i^{booked} \cdot TN_i + \sum_{j=1}^J C_j^{booked} \cdot TN_j$$

Ако R^* е по-ниска от $R^{allowed}$, като например, когато техническите капацитети на мрежовите участъци, използвани за получаване на единичните разходи, са евентуално по-високи от стойността на резервираните капацитети, цените (TN_i и TN_j) се коригират с коефициент α :

$$\alpha = \frac{R^{allowed}}{R^*}$$