

## НАРЕДБА № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

Издадена от председателя на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, обн., ДВ, бр. 33 от 5.04.2013 г., в сила от 5.04.2013 г., доп., бр. 17 от 28.02.2014 г., в сила от 28.02.2014 г.; изм. с Решение № 15465 от 18.12.2014 г. на ВАС на РБ - бр. 65 от 25.08.2015 г., в сила от 25.08.2015 г.; изм. и доп., бр. 94 от 4.12.2015 г., в сила от 4.12.2015 г., бр. 105 от 30.12.2016 г., в сила от 30.12.2016 г., доп., бр. 52 от 22.06.2018 г., изм. и доп., бр. 98 от 27.11.2018 г., в сила от 27.11.2018 г., бр. 95 от 3.12.2019 г., в сила от 3.12.2019 г.

### Глава първа ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

**Чл. 1.** С наредбата се определят:

1. методите за регулиране на цените на природния газ, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и за тяхното утвърждаване;

2. начинът за компенсиране на разходи на енергийните предприятия, произтичащи от наложени им задължения към обществото по Закона за енергетиката (ЗЕ);

3. условията и редът за образуване на цените за присъединяване към мрежите;

4. условията и редът за образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи.

**Чл. 2.** (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) По реда на наредбата Комисията за енергийно и водно регулиране, наричана по-нататък "комисията", регулира цените:

1. (изм. – ДВ, бр. 95 от 2019 г., в сила от 3.12.2019 г.) по които общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители на природен газ и на лице, на което е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия;

2. по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи;

3. (изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) за достъп и пренос на природен газ през газопреносни и/или газоразпределителни мрежи освен в случаите, когато комисията по своя преценка одобрява методика за определяне на цена за достъп и пренос през преносна мрежа;

4. за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение;

5. за присъединяване към газопреносните или газоразпределителните мрежи;

6. за предоставяни на клиентите услуги, определени от комисията, свързани с лицензионната дейност.

**Чл. 3.** (1) При осъществяване на правомощията си по ценовото регулиране комисията може да прилага различни методи за регулиране, да определя показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии.

(2) Комисията прилага следните основни методи на ценово регулиране:

1. "норма на възвращаемост на капитала", при която комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година; следващ регулаторен преглед се извършва по решение на комисията или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между

одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи;

2. "горна граница на цени" и "горна граница на приходи", при които регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години; след проведен регулаторен преглед комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от наредбата.

(3) (Доп. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) За целите на ценовото регулиране комисията може да прилага показатели за сравнимост между енергийните предприятия и изисква изпълнението на базисни критерии на основата на анализи при използване на данни от добрите практики на национално и международно ниво.

(4) Комисията с решение определя приложим метод за ценово регулиране за енергийните предприятия, като се ръководи от принципите по чл. 23 и 31 от Закона за енергетиката.

(5) В случаите, когато комисията по своя преценка одобрява методика за определяне на цена за достъп и пренос през преносната мрежа, тя определя и метод на регулиране.

**Чл. 3а.** (Нов – ДВ, бр. 17 от 2014 г., в сила от 28.02.2014 г.; отм. с Решение № 15465 на ВАС на РБ - бр. 65 от 2015 г., в сила от 25.08.2015 г.)

**Чл. 4.** (1) Счетоводството на енергийните предприятия се осъществява, като финансовите отчети се съставят в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти.

(2) За целите на регулирането енергийните предприятия водят отделна счетоводна отчетност съгласно изискванията на чл. 37 ЗЕ.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Правилата за водене на разделното счетоводство, включително разпределението на активите за целите на ценообразуването по групи клиенти и дейности, както и формата и съдържанието на счетоводните отчети за регулаторни цели се приемат с решение на комисията по предложение на енергийните предприятия.

(4) (Доп. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Финансовите отчети за регулаторни цели се придружават от доклади и допълнителна информация, показваща спазването на всички изисквания за изпълнение на лицензионната дейност, включително и за недопускането на кръстосано субсидиране съгласно чл. 31, т. 6 ЗЕ в предложените за утвърждаване цени или в определените по чл. 2, т. 3 цени.

(5) Формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването, се определят с указания на комисията, които са задължителни за енергийните предприятия.

(6) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Правилата по ал. 3 се изменят по инициатива на комисията или по предложение на енергийните предприятия и се прилагат от началото на календарната година, следваща датата на приемането им или на тяхното изменение.

**Чл. 5.** (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) (1) Комисията може да утвърждава регулираните по наредбата цени по компоненти в зависимост от структурата на разходите или общи цени, които включват две или повече компоненти.

(2) Комисията по искане на лицензиант, притежаващ повече от една лицензия за разпределение на природен газ и/или снабдяване с природен газ от краен снабдител и при доказан положителен ефект за клиентите, може да утвърждава единни цени по групи клиенти за териториите, които са в обхвата на тези лицензии.

(3) Комисията утвърждава цени без включен данък добавена стойност.

**Чл. 6.** (Доп. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Енергийните предприятия могат да прилагат по-ниски от утвърдените от комисията цени, при условие че това не води до кръстосано субсидиране между отделните дейности, както и между групите клиенти.

**Чл. 7.** (1) По предложение на енергийните предприятия комисията одобрява показатели за качество на природния газ и определя показатели за качество на обслужването за всяка лицензионна дейност и техните годишни целеви нива.

(2) Показателите за качество на природния газ и качество на обслужването са елементи на задълженията по лицензията.

(3) За целите на ценовото регулиране постигането на всеки от целевите показатели е мярка за цялостното изпълнение на лицензионната дейност от енергийното предприятие.

**Чл. 8.** (1) За гарантиране интересите на клиентите комисията коригира необходимите приходи и/или цени на енергийното предприятие за всеки ценови период в зависимост от изпълнението на показателите за качество на природния газ и за качество на обслужването през предходната година.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) В случай че за даден ценови период изпълнението на показателите за качество на природния газ и/или за качество на обслужването от енергийното предприятие не достига целевите показатели, съответното ниво на изпълнение се отразява в намаление на необходимите приходи и/или цени за следващия ценови период по определена от комисията методика.

## **Глава втора ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ**

### **Раздел I Ценообразуващи елементи**

**Чл. 9.** (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноваването разходи и възвръщаемост на капитала по следната формула:

$$\text{НГП} = \text{P} + (\text{РБА} * \text{НВ}),$$

където:

НГП са необходимите годишни приходи;

P - годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА е признатата от комисията регулаторна база на активите;

НВ - определената от комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

**Чл. 10.** (1) Видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се разделят в две основни групи: условно-постоянни разходи и променливи разходи според връзката им с количеството природен газ и/или осигуряването на услугата. Във всяка от посочените групи разходите се посочват и по икономически елементи.

(2) Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите по ал. 1, като преценява тяхната икономическа обосновааност въз основа на представените от енергийното предприятие доказателства по ал. 3, въз основа на сравнителни анализи при използване на данни от националната и международната практика и като взема предвид резултатите от текущия контрол при отчитане принципите на регулирането по Закона за енергетиката.

(3) Комисията изисква от енергийното предприятие да представи писмена обосновка и доказателства за всички или за отделни разходи, както и за връзката им с изпълнението на условията по лицензията.

(4) (Отм., предишна ал. 5 – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) За целите на ценовото регулиране в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи, които не са свързани със съответната лицензионна дейност, финансови разходи и такива, които имат случаен и/или извънреден характер, както и:

1. разходи, свързани с продажба на природен газ по свободно договорени цени;
2. разходи за данъци, свързани с корпоративното подоходно облагане на печалбата;
3. разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи или от комисията;
4. разходи, свързани с неустойки и други плащания, вследствие на неизпълнение по сключени договори, лихви за забавяне;
5. разходи за бъдещи периоди, които са част от отчета за доходите;
6. (изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) текущи разходи за начислени провизии за задължения по смисъла на чл. 38 ЗКПО и разходи за загуби от обезценки с изключение на разходите за загуби от обезценки на материални запаси от природен газ;
7. разходи по чл. 204 ЗКПО, както и разходи за начислен данък върху тях по чл. 216 ЗКПО;
8. разходи за дарение и неизползвани отпуски;
9. всички други разходи, за които липсва технико-икономическа или друга обосновка и доказателства от енергийното предприятие;
10. разходи, за които комисията обосновано приеме, че не са в интерес на клиентите, или разходи, които не са необходими за изпълнение на лицензионната дейност;
11. (изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания;
12. (нова – ДВ, бр. 105 от 2016 г., в сила от 30.12.2016 г., изм., бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г., бр. 95 от 2019 г., в сила от 3.12.2019 г.) разходи по чл. 17, ал. 18.

**Чл. 11.** (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) (1) Признатите от комисията разходи на енергийните предприятия, произтичащи от наложени им задължения към обществото, се компенсират чрез цените, които заплащат всички клиенти, по недискриминационен и прозрачен начин.

(2) Общият размер на признатите от комисията разходи, свързани със задължения към обществото, се включва в необходимите годишни приходи на преносното предприятие.

(3) Разходите по ал. 2 се възстановяват като част от стойността на услугата от всички потребители на природен газ въз основа на тяхното измерено потребление и се определят като отделна компонента в утвърдената или определена съгласно методиката по чл. 2, т. 3 цена за пренос през газопреносната мрежа.

(4) Начинът за компенсиране на разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото на съответните енергийни предприятия, и механизмът, по който тези разходи се възстановяват на енергийните предприятия, които са ги претърпели, се определят в приета от комисията методика.

**Чл. 11а.** (Нов – ДВ, бр. 105 от 2016 г., в сила от 30.12.2016 г.) (1) Когато задължение към обществото е наложено на повече от едно енергийно предприятие, произтичащите от това задължение разходи се компенсират на съответните енергийни предприятия пропорционално на частта от наложеното им задължение към обществото чрез цените, които се заплащат от техните клиенти.

(2) В случаите по ал. 1 признатите от комисията разходи се определят като отделна компонента в утвърдената цена на съответното енергийно предприятие и

се възстановяват от неговите клиенти и/или от крайните снабдители на природен газ, с които има сключен договор за доставка, въз основа на тяхното измерено потребление.

(3) (Доп. – ДВ, бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г., бр. 95 от 2019 г., в сила от 3.12.2019 г.) Компонентата по ал. 2 се образува въз основа на обоснования прогнозен размер на разходите от наложеното задължение към обществото за съответната година и заявените прогнозни количества природен газ в енергийни единици за същата година. За енергийно предприятие, което има издадена лицензия за дейността "обществена доставка на природен газ", прогнозните количества природен газ се формират въз основа на заявените количества от крайните снабдители и от лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, количествата природен газ за продажба по чл. 176а, ал. 1 от ЗЕ и количествата по двустранните му договори.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г.) Когато през годината по ал. 3 енергийното предприятие има повече от един ценови период, компонентата по ал. 2 се коригира за всеки следващ ценови период въз основа на разликата между прогнозните и реално отчетените разходи от наложеното задължение към обществото през предходни ценови периоди.

**Чл. 12.** (1) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Утвърдената от комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, и включва следните елементи:

$RBA = A - \Phi - Am + NOK + I,$

където:

RBA е регулаторната база на активите;

A - признатата отчетна стойност на активите, които се използват и имат полезен живот;

$\Phi$  - балансовата стойност на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т. ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

Am - амортизацията, определена за регулаторни цели за периода на използване на активите за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод;

NOK - необходимият оборотен капитал;

I - размерът на инвестициите, одобрени от комисията, в случаите на регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Признатата отчетна стойност на активите (A) е приетата от комисията стойност на активите към края на базисната година, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) В признатата стойност на нетекущи активи не се включват:

1. разходи за придобиване на активи под формата на незавършено строителство;

2. активи, отчетени по силата на договор за финансов лизинг, ако не са свързани с пряката лицензионна дейност;

3. активи, несвързани с лицензионната дейност (в т.ч. почивни станции, други социални обекти) и/или отдадени под наем, изведени от експлоатация и др.;

4. стойност на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи, в т. ч. и на преоценени активи.

(4) Разходите за амортизации се изчисляват на основата на обоснован от дружеството и признат от комисията технически и икономически полезен живот на активите чрез прилагане на линеен метод на амортизация.

(5) Необходимият оборотен капитал като част от РБА отразява резултатите от проучване за необходимите средства за поддържане на достатъчен размер парични средства за посрещане на текущите задължения, както и задълженията към доставчици. Проучването за необходимия оборотен капитал е за период не по-кратък от една година.

(6) Дружеството може да изчисли оборотния капитал и на основата на т. нар. "Нетен търговски цикъл" на база дните, за които дружеството възвръща изразходваните парични средства за осигуряването на услугите. Дружеството представя проучването като елемент от предложението за цени.

(7) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Елементите, формиращи оборотния капитал, са: нетни приходи от съответната лицензионна дейност, парични разходи за дейността, вземания от клиенти и доставчици (не се включват несъбираемите вземания), материални запаси и задължения към доставчици и клиенти, отнасящи се за регулираните дейности, в съответствие с годишните финансови отчети на дружеството.

(8) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) В случай че дружеството не представи информация и необходимите документи по ал. 5, 6 и 7 или комисията приеме, че стойността на оборотния капитал е необоснована, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

(9) Инвестициите, които ще бъдат извършени през регулаторния период, се представят по години, като в тях не се включват инвестиции, чрез които се създават или придобиват активи по смисъла на ал. 3.

(10) Енергийните предприятия, регулирани чрез методите по чл. 3, ал. 2, т. 2, представят за утвърждаване подробно обосновани инвестиции по години, по направления и групи обекти с цел отчитане на изпълнението на целевите показатели за качество на природния газ и качеството на обслужването.

(11) Обосновката на предложените за утвърждаване инвестиции включва постигането на конкретни цели по отношение на осъществяването на лицензионната дейност, в т.ч. развитие и подобрене на мрежите, повишаване на сигурността на доставките, намаление на технологичните разходи и други цели.

(12) Комисията може да включва в регулаторната база на активите инвестиции въз основа на представен подробен отчет и анализ от енергийното предприятие за изпълнението им и постигнатите резултати по отношение на качеството на природния газ и обслужването на клиентите, както и на промените на ефективността.

**Чл. 13.** (1) Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г., бр. 95 от 2019 г., в сила от 3.12.2019 г.) Нормата на възвръщаемост на капитала се определя като норма преди данъчно облагане по следната формула:

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

където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;

ДСК - делът на собствения капитал в общия капитал;

НВ<sub>СК</sub> - нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

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

Д<sub>ПК</sub> - делът на привлечения капитал в общия капитал;

НВ<sub>ПК</sub> - нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма.

(3) Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, която е изчислена при целева норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, целева норма на възвръщаемост на привлечения капитал и целева капиталова структура на собствен/привлечен капитал.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 95 от 2019 г., в сила от 3.12.2019 г.) Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието.

(5) (Нова – ДВ, бр. 95 от 2019 г., в сила от 3.12.2019 г.) Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент  $\beta$  за страните – членки на Европейския съюз, обща пазарна рискова премия за Република България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка относно безрисковата норма на възвръщаемост при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

## Раздел II

### Разпределяне на необходимите приходи по групи клиенти.

#### Тарифи и тарифни структури

**Чл. 14.** (1) Енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от комисията различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата.

(2) Групите клиенти се утвърждават от комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак.

(3) Цените от тарифната структура могат да включват следните компоненти: цена за капацитет, цена за пренос на природен газ, цена за доставка или снабдяване, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

**Чл. 15.** (1) Комисията може да определя часови, сезонни и други тарифни структури за групите клиенти по чл. 14, ал. 2 въз основа на техническа и икономическа обосновааност съгласно чл. 32, ал. 2, т. 2 ЗЕ.

(2) (Отм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.).

**Чл. 16.** (1) Комисията издава указания за образуване на цени за достъп и пренос по газопреносни мрежи или одобрява методика за определяне на цени за достъп и пренос по газопреносни мрежи.

(2) Цените за достъп и пренос се определят по входно-изходна тарифна система, като всяка точка от мрежата е с ценообразуване, определено по индивидуална тарифа.

(3) При прилагане на входно-изходна тарифна система за всяка входна и

изходна точка цените са прозрачни и се прилагат по недискриминационен начин и се определят поотделно. Цените отчитат необходимостта от цялостност на системата и нейните подобрения и отразяват реално направени разходи в степента, в която те съответстват на разходи, направени от ефикасен и структурно сравним оператор на мрежа, като същевременно включват икономически обоснована възвръщаемост на инвестициите и когато е приложимо, отчитат сравнителните тарифи по дадени показатели на регулаторните органи.

### **Раздел III Регулиране на цени**

**Чл. 17.** (Изм. и доп. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г., доп., бр. 105 от 2016 г., в сила от 30.12.2016 г., изм. и доп., бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г., изм., бр. 95 от 2019 г., в сила от 3.12.2019 г.) ▫ (1) Цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, се образува въз основа на техните последно заявени прогнозни количества природен газ в енергийни единици и разходите за доставката им от внос за вътрешния пазар, от местни добивни предприятия, от запаси природен газ и компонента за дейността "обществена доставка". Цената се изчислява в левове за енергийни единици при горна граница на топлина на изгаряне на природния газ.

(2) Цената по ал. 1 може да се изменя периодично в съответствие с условията на търговските договори, по които общественият доставчик купува природен газ за вътрешния пазар.

(3) Общественият доставчик образува цена на природния газ на вход на газопреносните мрежи като среднопретеглена стойност при отчитане на последно заявените прогнозни количества природен газ от внос за вътрешния пазар, от местни добивни предприятия и от запаси природен газ с цел продажба през следващия период, условията по договорите за доставка и за достъп и пренос на природен газ до българската граница и осреднен валутен курс на Българската народна банка на лева спрямо чуждестранната валута, в която се заплаща внасяният в страната природен газ, за период от четиридесет и пет дни, предхождащи месеца на внасяне на предложението за утвърждаване на цени. Общественият доставчик образува цената на природния газ на входа на газопреносните мрежи въз основа на прогнозните разходи за неговата доставка и прогнозните количества природен газ за доставка от дружеството във връзка с обществената доставка на природен газ, програмата за освобождаване на природен газ, както и дългосрочните договори и краткосрочните сделки за доставка на природен газ по свободно договорени цени, по които е страна. Прогнозните количества природен газ са в енергийни единици при горна граница на топлина на изгаряне на природния газ, изчислена от обществения доставчик като среднопретеглена стойност въз основа на данни на оператора на газопреносните мрежи за тримесечен период, предхождащ внасянето на заявлението по чл. 32.

(4) Общественият доставчик формира количествата природен газ по ал. 3 от различните източници за доставка: от търговски договори за внос за вътрешния пазар, от местни добивни предприятия и от запаси природен газ, съобразно принципа за най-ниски разходи при образуване на цената на природния газ на вход на газопреносните мрежи.

(5) Цената на природния газ на вход на газопреносните мрежи по ал. 3 е компонента на цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.



(6) За формирането на цената по ал. 1 общественият доставчик прогнозира количествата природен газ за доставка за следващия период в енергийни единици въз основа на последно заявените прогнозни количества природен газ от крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

(7) Цената, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия, включва и компонента за дейността "обществена доставка" в размер до 2,5 на сто в годишен аспект от средната покупна цена на природния газ. В компонентата за дейността "обществена доставка" не се включват разходите на обществения доставчик за покупка на природен газ.

(8) Компонентата по ал. 7 включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала за дейността обществена доставка, определени по реда на чл. 10 и 13 от наредбата. При наличие на общи разходи за обществена доставка на природен газ, за изпълнение на програмата за освобождаване на природен газ и за доставка на природен газ по двустранни договори тези разходи се разпределят пропорционално на количествата природен газ към съответната дейност.

(9) Компонентата по ал. 7 се изчислява на основата на прогнозни годишни данни за необходимите приходи по чл. 9 от наредбата, разпределени за периодите на изменение на цената на природния газ по ал. 2.

(10) При изчисляването на компонентата по ал. 7 утвърдените прогнозни условно-постоянни разходи за дейността "обществена доставка" се разпределят пропорционално за всеки от периодите на изменение на цената на природния газ по ал. 2.

(11) При изчисляването на компонентата по ал. 7 в прогнозните годишни променливи разходи се включват разходите за съхранение на природен газ, които се изчисляват на основата на представен от дружеството план за количествата природен газ за нагнетяване и добив, остойностени с действащата цена за съхранение, утвърдена от комисията. При периодичното изменение на цената на природния газ се отчита разликата между прогнозните и реално отчетените разходи за съхранение.

(12) Компонентата за дейността "обществена доставка" се преизчислява за всеки период на изменение на цената на природен газ по ал. 2 в зависимост от промяната в стойността на оборотния капитал и промяната на паричните разходи на обществения доставчик. При определянето на оборотния капитал се прилагат разпоредбите на чл. 12, ал. 5, 6, 7 и 8.

(13) При периодичните изменения на цената по ал. 2 при установяване на разлика от предходен ценови период между прогнозните и отчетните разходи, формиращи компонентата "цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи", разходите за закупуване на природен газ за доставка могат да бъдат изменени с тази разлика през следващи ценови периоди.

(14) За установяване на разликата по ал. 13 се изчислява разликата между прогнозните и отчетните разходи за доставка на природен газ на входа на газопреносните мрежи по следната формула:

$$P = P_p - P_o,$$

където:

P е разликата между прогнозните и отчетните разходи за доставка на количества природен газ на входа на газопреносните мрежи от предходен ценови период в хил. лв.;

$P_p$  – прогнозните разходи за доставка на количества природен газ на входа на газопреносните мрежи, изчислени като произведение от отчетните количества природен газ в енергийни единици за доставка на вътрешния пазар и цена на природния газ на входа на газопреносните мрежи по ал. 3;

$P_o$  – отчетните разходи за доставка на природен газ на входа на

газопреносните мрежи, изчислени като сума от разходите за доставени количества природен газ, съответно от внос за вътрешния пазар, от местни добивни предприятия и от запаси природен газ с цел продажба.

(15) Отчетните разходи за доставени количества природен газ от внос за вътрешния пазар по ал. 14 се изчисляват като произведение от тези количества и среднопретеглената им цена при отчитане на валутния курс на лева към съответната чуждестранна валута, по който са заприходени, както и разходите за достъп и пренос до българската граница. Отчетните разходи за доставени количества природен газ от местни добивни предприятия по ал. 14 се изчисляват като произведение от тези количества и цената, по която са закупени. Отчетните разходи за доставени количества природен газ от запаси природен газ с цел продажба по ал. 14 се изчисляват като произведение от добитите количества и тяхната отчетна стойност за съответния месец в левове за MWh.

(16) При изчисляване на отчетните разходи по ал. 14 и 15 за закупен природен газ по договори за доставка, по които природният газ се купува в обемни единици, се прилага коефициент за преобразуване в енергийни единици, определен въз основа на среднопретеглена горна граница на топлина на изгаряне на природния газ по месеци за съответното тримесечие, изчислен от обществения доставчик на база данни от оператора на газопреносните мрежи. За доставените количества природен газ от запаси природен газ се прилага представителна калоричност, определена от оператора на газопреносните мрежи по месеци за съответното тримесечие.

(17) Разликата по ал. 13 се установява въз основа на разликата по ал. 14 и отчетените количества природен газ, които са доставени през предходен ценови период на крайните снабдители и на лицата, на които е издадена лицензия за производство и пренос на топлинна енергия.

(18) Допълнителни за обществения доставчик разходи, възникнали в резултат на доставка през съответната година на количества природен газ, заявени от крайни снабдители след месец август на годината, предхождаща годината на доставка, се заплащат от предизвикалите ги лица.

(19) Признатите от комисията разходи по ал. 18 формират отделна компонента в утвърдена цена на обществения доставчик за съответния ценови период.

(20) Компонентата по ал. 19 се образува въз основа на отчетения размер на допълнителните разходи.

(21) Общественият доставчик може да предяви искане за признаване и компенсирание на допълнителните разходи по ал. 18 със заявлението по чл. 32 за утвърждаване на цени за съответния ценови период, към което прилага и необходимите доказателства за размера на тези разходи

**Чл. 18.** (1) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Цената за достъп и пренос на природен газ по газопреносните мрежи е двукомпонентна цена, като включва следните компоненти: цена за достъп (цена за капацитет) и цена за пренос (цена за пренесени количества природен газ) съгласно условията на сключен договор за пренос на природен газ, съгласно указанията или методика по чл. 16.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Цената по ал. 1 се образува въз основа на необходими годишни приходи съгласно чл. 9 и утвърдените прогнозни параметри на преноса (реализирани капацитети и количества пренесен природен газ) за съответния ценови/регулаторен период въз основа на прилагания тарифен модел.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Преносните предприятия възстановяват чрез цената за пренос технологичните разходи по пренос на природен газ, максималният размер на които се определя с решение на комисията.

(4) (Нова – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) ▫ Цената по ал. 1 се утвърждава, както следва:

1. цена за достъп в левове за единица капацитет за определен период на ползването му;

2. (изм. – ДВ, бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г.) ▫ цена за пренос на природен газ в левове за MWh пренесен природен газ.

**Чл. 19.** (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) ▫ (1) Цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ съгласно чл. 9.

(2) Цените могат да включват ценовите компоненти: цена на природния газ, цена за снабдяване, както и други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

(3) Цената за снабдяване се определя на основата на необходимите годишни приходи съгласно чл. 9 за снабдяване с природен газ към прогнозното количество природен газ.

(4) Цената на природния газ е цената на обществения доставчик.

(5) В случаите, когато крайните снабдители не купуват природен газ от обществения доставчик, цената на природния газ е среднопретеглената цена по сключените търговски договори, като за целите на ценообразуването последната не може да бъде по-висока от утвърдената цена на обществения доставчик за съответното тримесечие.

(6) (Изм. – ДВ, бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г.) ▫ Цената за снабдяване се определя в левове за MWh или в левове за клиент за определен период (месец, година и др.).

**Чл. 19а.** (Нов – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) (1) В случаите, когато крайните снабдители снабдяват клиенти със сгъстен природен газ, цената за продажба на природен газ за тези клиенти включва и ценова компонента по чл. 19, ал. 2, отразяваща разходите за компресиране, транспорт, декомпресиране и подгряване на природния газ.

(2) Цената по ал. 1 се прилага само за частта от съответната лицензионна територия, на която се намират клиентите, снабдявани със сгъстен природен газ.

**Чл. 20.** (1) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) ▫ Цената за достъп и пренос на природен газ по газоразпределителната мрежа може да включва компонентите: цена за достъп (цена за капацитет) и цена за пренос (цена за пренесени количества природен газ), съгласно условията на сключен договор за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа.

(2) (Доп. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г., изм., бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г.) ▫ Цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) ▫ Газоразпределителните предприятия възстановяват чрез цената за пренос технологичните разходи по преноса на природен газ през съответната разпределителна мрежа, максималният размер на които се определя с решение на комисията.

**Чл. 21.** (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) (1) (Изм. – ДВ, бр. 95 от 2019 г., в сила от 3.12.2019 г.) ▫ Цената по чл. 17 се изменя в съответствие с промяната на цената на вход на газопреносните мрежи.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 95 от 2019 г., в сила от 3.12.2019 г.) ▫ Цените по чл. 19 се изменят в съответствие с промяната на цените по чл. 17, ал. 1. В случаите,

когато крайният снабдител не купува природен газ от обществения доставчик, за целите на ценообразуването цената на природния газ не може да е по-висока от утвърдената цена на обществения доставчик за съответното тримесечие.

**Чл. 22.** (1) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Цената за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 и утвърдените прогнозни параметри на съхранението (реализирани капацитети и количества природен газ за съхранение) за съответния период.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Цената по ал. 1 включва компонентите: цена за достъп (цени за капацитет) и цена за съхранение (цена за съхранени количества природен газ), съгласно условията на сключен договор за съхранение на природен газ.

(3) Операторите на съоръжения за съхранение възстановяват чрез цената за достъп и съхранение определените от комисията технологични разходи по съхранението на природен газ.

(4) (Нова – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Цената по ал. 1 се утвърждава, както следва:

1. цена за достъп в левове за единица капацитет за нагнетяване, съхранение и добив за периода на ползването му или в левове за интегриран продукт, представляващ комбинация от съответните капацитети;

2. (изм. – ДВ, бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г.) цена за съхранение на природен газ в левове за MWh нагнетен, съхранен и добит природен газ.

**Чл. 23.** (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) При прилагане на методи на регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2 преносните предприятия, операторите на съоръжения за съхранение и газоразпределителните предприятия образуват за първата година от регулаторния период цени въз основа на необходимите годишни приходи съгласно инвестиционната програма за регулаторния период.

**Чл. 24.** (1) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Цената за присъединяване на клиенти към газоразпределителните мрежи се образува по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

(2) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Цените за присъединяване към газопреносни и газоразпределителни мрежи на добивни газопроводни мрежи, съоръжения за съхранение на природен газ, съоръжения за втечен природен газ, обекти за производство на газ от възобновяеми източници, газоразпределителни мрежи и небитови клиенти извън групите по ал. 1 са индивидуални и включват действителните разходи за изграждане на съоръженията за присъединяване към мрежата на съответното предприятие.

(3) (Нова – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Цената за присъединяване по ал. 2 се образува въз основа на извършените разходи за всички дейности по присъединяването, стойността на газопроводи и съоръжения в съответствие с нормативните и технологичните изисквания, осигуряващи пряка връзка от технологично одобрената точка на свързване към съответната мрежа до точката на присъединяване към съоръжението на клиента/група клиенти в съответствие с Наредба № 4 от 2013 г. за присъединяване към газопреносните и газоразпределителните мрежи (ДВ, бр. 105 от 2013 г.).

(4) (Нова – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Цените за присъединяване към мрежите се определят в левове за едно присъединяване или в левове на присъединен клиент.

**Чл. 24а.** (Нов – ДВ, бр. 105 от 2016 г., в сила от 30.12.2016 г.) (1) Видовете предоставяни на клиентите услуги, свързани с лицензионната дейност, се

определят с решение на комисията въз основа на информация, предоставена от енергийните предприятия.

(2) Цените на услугите по ал. 1 се образуват въз основа на признатите от комисията икономически обосновани разходи за предоставянето им.

(3) Цените на предоставяните на клиентите услуги, свързани с лицензионната дейност, се определят в левове за всеки вид единична услуга, без ДДС.

### Глава трета

## ИЗМЕНЕНИЕ НА ЦЕНИТЕ ПРИ ОСНОВНИТЕ МЕТОДИ НА РЕГУЛИРАНЕ

**Чл. 25.** (1) При регулиране на цените по чл. 3, ал. 2, т. 1 чрез метода "норма на възвръщаемост на капитала" по време на ценовия период цените могат да бъдат променяни при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие.

(2) При регулиране на цените чрез методите на ценово регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2 могат да се извършат следните годишни корекции:

1. с инфлационен индекс (И) за предходна година на основата на данни от Националния статистически институт съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) и коефициент за подобряване на ефективността "Х" при спазване на принципите на чл. 23 и 31 ЗЕ;

2. (изм. – ДВ, бр. 105 от 2016 г., в сила от 30.12.2016 г.) с показатели въз основа на изпълнението (качество на природния газ, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнението на определените от комисията целеви показатели;

3. (изм. – ДВ, бр. 105 от 2016 г., в сила от 30.12.2016 г.) със стойността на разликата между прогнозираните и отчетените инвестиции на основата на достоверни данни за нетекущите активи по видове дейности съгласно представените отчети и/или извършена проверка.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) При прилагане на метода "горна граница на приходи" се извършва корекция и с фактора Z, който представлява абсолютната стойност на разликата между прогнозни и отчетени разходи за предишен ценови период; в случаите, когато прогнозните разходи са по-високи от отчетените, необходимите приходи се намаляват за следващия ценови период, и обратно - когато отчетените разходи са по-високи от прогнозните, необходимите приходи се увеличават с тази сума за следващия ценови период; корекцията със Z се прави само за разлики в разходите за покупка и продажба на природен газ, както и за разлика в разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите.

**Чл. 26.** (1) Изменения на цените могат да се направят в случай, че действителните приходи на енергийното предприятие осигуряват различен от прогнозния размер приходи за покриване на разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото, като разликата се отразява в признатите необходими приходи на енергийното предприятие за следващи ценови периоди.

(2) (Отм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.)

### Глава четвърта

## РЕД ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ, ОПРЕДЕЛЯНЕ И ИЗМЕНЕНИЕ НА ЦЕНИ

**Чл. 27.** (1) Енергийните предприятия подават заявления в комисията по утвърдени от нея образци за утвърждаване на:

1. необходими приходи и цени, както и всички свързани с тях показатели и

коэффициенти за изменението им по време на регулаторния период;

2. промяна в тарифната структура;
3. изменение на действащи цени;
4. друго свързано с правомощията на комисията по ценовото регулиране.

(2) Заявленията по ал. 1 се подават не по-късно от 3 месеца преди изтичането на стария ценови период или влизането в сила на предлаганото изменение на действащи цени и/или тарифни структури.

**Чл. 27а.** (Нов – ДВ, бр. 52 от 2018 г.) (1) Заявленията се подават писмено на хартиен носител или в електронна форма. Към заявлението на хартиен носител се прилага декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя.

(2) Когато заявлението не се подава от лице, законно представляващо енергийното предприятие, към заявлението се прилага и пълномощно с нотариално заверен подпис на това лице. Когато заявлението се подава по електронен път, се представя електронен образ на пълномощното.

(3) Заявление в електронна форма се подава чрез Единния портал за предоставяне на информация и услуги от комисията, подписано с квалифициран електронен подпис съгласно изискванията на Регламент (ЕС) № 910/2014 на Европейския парламент и на Съвета от 23 юли 2014 г. относно електронната идентификация и удостоверителните услуги при електронни трансакции на вътрешния пазар и за отмяна на Директива 1999/93/ЕО (ОВ, L 257/73 от 28 август 2014 г.) и на Закона за електронния документ и електронните удостоверителни услуги. Към заявлението се прилага декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя с квалифициран електронен подпис.

(4) Подадено по реда на ал. 3 заявление се счита за получено от датата на получаване на входящ номер в административно-информационната система на комисията.

(5) Заявление по електронен път, което не е подадено по реда на ал. 3, не е основание за започване на административно производство.

(6) Комисията може да изисква приложени документи към заявлението по ал. 3 да бъдат представени и на хартиен носител.

**Чл. 28.** (1) Заявленията се проверяват за съответствие с изискванията на наредбата в 7-дневен срок от постъпването им.

(2) Когато се установи нередовност на заявлението, на заявителя се изпраща писмено съобщение да отстрани допуснатите нередовности в срок 7 дни.

(3) Ако в срока по ал. 2 заявителят не отстрани нередовностите, преписката не се разглежда по същество и се прекратява с решение на комисията.

(4) На заявителя се изпраща писмено уведомление, че преписката е прекратена и заявлението не подлежи на разглеждане по същество.

**Чл. 29.** (1) Към заявлението за утвърждаване на необходими приходи, цени и тарифни структури лицензиантите представят в комисията информация за предходен 12-месечен отчетен период, наречен базисна година.

(2) Към заявлението по ал. 1 се прилагат:

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

2. финансово-счетоводна информация в съответствие с чл. 4 за базисната година;

3. технико-икономически данни, включително месечни отчети за продажбите през базисната година, както и всяка друга информация, свързана с предлаганите за утвърждаване цени, изисквана в съответствие с указанията на комисията по чл. 4, ал. 5;

4. информация по групи клиенти за базисната година, включително брой на клиентите, продажби на природен газ, приходи и данни за фактурирането;

5. други данни, които енергийното предприятие счита за необходимо да представи в подкрепа на подаденото заявление или изискани от комисията;

6. (нова – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) търговските договори, по които крайният снабдител купува природен газ;

7. (предишна т. 6 – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

(3) В случай че спрямо крайните снабдители и газоразпределителните предприятия се прилагат методи на регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2, към заявленията по ал. 1 те прилагат и прогнозни данни, като прогнозни продажби, брой клиенти, предвидени инвестиции и друга информация, в съответствие с указанията на комисията по чл. 4, ал. 5 по години от регулаторния период съобразно одобрените им инвестиционни програми.

(4) Документите по ал. 2 и 3 се представят в комисията на електронен и на хартиен носител, заверени с подпис на представляващ енергийното предприятие и печат.

(5) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Енергийните предприятия представят необходимите доказателства за достоверността на данните за информацията по ал. 2 и 3.

(6) Със заявленията за утвърждаване на цени енергийните предприятия могат да предявяват искания за признаване и компенсирание на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, като прилагат съответните доказателства, обосноваващи искането им.

(7) В случай че утвърдена от комисията на енергийно предприятие цена оказва влияние върху цени на други енергийни предприятия, комисията може да даде указания на тези предприятия да подадат заявление за изменение на утвърдените им цени. При неизпълнение на указанията комисията може служебно да измени тези цени.

**Чл. 30.** (1) Енергийните предприятия, спрямо които комисията прилага метод на регулиране "норма на възвръщаемост на капитала", могат да подават заявления за изменение на утвърдените цени преди изтичането на ценовия период при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие.

(2) Към заявленията за изменение на утвърдените цени се прилага необходимата информация за доказване на обстоятелствата по чл. 25, ал. 1.

(3) В случай че изменените по ал. 1 цени оказват влияние върху цени на други енергийни предприятия, комисията може да даде указания на тези предприятия да подадат заявление за изменение на утвърдените им цени. При неизпълнение на указанията комисията може служебно да измени тези цени.

(4) Решението за изменение на цените по ал. 3 не прекъсва регулаторния период.

**Чл. 31.** (1) Енергийните предприятия, спрямо които се прилагат методите на ценово регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2, подават заявление за утвърждаване на изменението на коригирани необходими приходи и/или цени за втория или следващите ценови периоди от регулаторния период.

(2) Заявлението по ал. 1 се подава не по-късно от 3 месеца преди изтичането на предходния ценови период.

(3) Към заявлението по ал. 1 се прилага информация в съответствие с указанията на комисията по чл. 4, ал. 5.

(4) В случай на забавяне на операторите на преносни мрежи при определянето на цените за достъп и пренос комисията може да определи временни

цени и да вземе решения относно подходящи компенсаторни мерки, в случай че окончателните цени за достъп и пренос се отклоняват от временните цени.

**Чл. 32.** Общественият доставчик внася в комисията заявление с предложение за цени в съответствие с промяната на цената на природния газ на вход на газопреносните мрежи в срок 20 дни преди края на периода по чл. 17, ал. 2.

**Чл. 33.** В едномесечен срок преди подаване в комисията на заявленията за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени общественият доставчик и крайните снабдители оповестяват в средствата за масово осведомяване предложението си за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащите цени.

**Чл. 34.** (1) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Комисията в срок до два месеца след представяне на заявленията за утвърждаване и/или изменение на утвърдените цени, съответно след отстраняване на констатираните нередовности, на закрито заседание приема доклад на работната група и проект на решение, насрочва дата и час за провеждане на открито заседание за обсъждане на приетия доклад и за провеждане на обществено обсъждане по чл. 14 ЗЕ на приетия проект на решение.

(2) В случая по чл. 32 комисията в срок до 10 дни след представяне на заявлението с предложение за цени в съответствие с промяната на цената на природния газ на вход на газопреносните мрежи на закрито заседание приема доклад на съответните длъжностни лица, насрочва дата и час за провеждане на открито заседание за обсъждане на приетия доклад.

(3) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) Комисията оповестява доклада, проекта на решение, както и датата и часа за провеждане на открито заседание и обществено обсъждане на страницата си в интернет.

(4) (Изм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) На откритото заседание комисията обсъжда с енергийните предприятия доклада и определя срок за представяне на становища и писмена обосновка на направените на откритото заседание възражения в срок до 5 дни от датата на провеждането му.

**Чл. 35.** (Ал. 1, отм., предишна ал. 2 – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г., изм., бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г., бр. 95 от 2019 г., в сила от 3.12.2019 г.) В случая по чл. 32 след откритото заседание комисията провежда закрито заседание, на което приема решение, с което изменя цените по чл. 17 и 19.

**Чл. 36.** (1) За енергийните предприятия, спрямо които се прилага методът "норма на възвръщаемост на капитала", проектът на решение, съответно решението по чл. 39, съдържа:

1. прогнозните и/или изменените необходими приходи на енергийните предприятия, включващи икономически обосновани разходи за дейностите по съответните лицензии, регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала и съответните цени;

2. прогнозните количества природен газ за следващия ценови период.

(2) В случай че извършените анализ и оценка на представената информация от енергийното предприятие по чл. 30 не дават основание за изменение на утвърдените цени, комисията приема проект на решение, съответно решение по чл. 39, ал. 1, с което отказва да измени действащите цени.

**Чл. 37.** (1) За енергийните предприятия, спрямо които се прилагат методите на ценово регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2, проектът на решение, съответно решението по чл. 39, ал. 1, съдържа:

1. при започване на нов регулаторен период:

а) продължителността на регулаторния период и нормата на възвръщаемост на капитала;



б) прогнозните необходими приходи на енергийните предприятия за първия ценови период или по години за регулаторния период;

в) прогнозните количества природен газ за първия ценови период или по години за регулаторния период;

г) цени за първия ценови период, включително по групи клиенти и тарифна структура;

2. за всеки следващ ценови период в рамките на регулаторния период:

а) стойностите на показателите за корекции в съответствие с изискванията на чл. 3;

б) прогнозните необходими приходи на енергийните предприятия за ценовия период в съответствие със стойностите по буква "а";

в) прогнозните количества природен газ за ценовия период;

г) цени за ценовия период, включително по групи клиенти и тарифна структура.

(2) В случай че енергийно предприятие е направило искане за утвърждаване на групи клиенти и тарифни структури, но не е обосновало искането си в представеното проучване за стойността на услугата по чл. 14, комисията може да откаже утвърждаването им.

(3) В случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 29, комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

**Чл. 38.** (1) Провеждането на процедурата за обществено обсъждане по чл. 14 ЗЕ започва с оповестяване на проекта на решение на интернет страницата на комисията.

(2) Комисията обсъжда със заинтересуваните лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 ЗЕ проекта на решение и определя срок за представяне на становища по него не по-кратък от 14 дни.

**Чл. 39.** (1) След приключване на процедурата за обществено обсъждане на закрито заседание комисията приема решение.

(2) По преписки, които представляват фактическа и правна сложност, мотивите към решенията могат да бъдат приети до 10 дни от приемането на съответното решение.

(3) Комисията публикува решенията по ал. 1, съответно мотивите по ал. 2, на страницата си в интернет в срок до 3 дни от приемането им.

**Чл. 40.** (Изм. – ДВ, бр. 105 от 2016 г., в сила от 30.12.2016 г.) (1) В срок до 7 дни след получаването на решенията за утвърждаване на нови цени обществените доставчици, крайните снабдители, операторите на газопредавателни и газоразпределителни мрежи и операторите на съоръжения за съхранение публикуват на интернет страницата си утвърдените им цени, включително цените по тарифните структури, и цените, които ще прилагат по договорите с клиентите през следващия ценови период.

(2) В случай на регулиране на цени въз основа на одобрена от комисията методика енергийното предприятие публикува на интернет страницата си определените цени в срок до 7 дни от датата на решението за определянето им.

(3) Новите цени се прилагат считано от датата, посочена в решението на комисията, а в случай на регулиране на цени въз основа на одобрена от комисията методика – от датата, посочена в решението за определянето им.

**Чл. 40а.** (Нов – ДВ, бр. 105 от 2016 г., в сила от 30.12.2016 г.) (1) Производството за утвърждаване на цени на предоставяните на клиентите услуги, свързани с лицензионната дейност, се открива по инициатива на комисията или по искане на лицензиант.

(2) В случаите по ал. 1 комисията изисква от енергийните предприятия,

осъществяващи съответната лицензионна дейност, в определен от нея срок да предоставят информация за видовете предлагани услуги, свързани с лицензионната дейност.

(3) АLINEЯ 2 не се прилага в случаите на искане на лицензиант за утвърждаване на цени за предоставяне на услуги, свързани с лицензионна дейност, когато за тази дейност има издадена само една лицензия за територията на страната.

(4) В срок до един месец от получаване на информацията по ал. 2 или от подаване на искането по ал. 3 на закрито заседание комисията приема проект на решение за определяне на видовете услуги и насрочва дата и час за провеждане на открито заседание за неговото обсъждане.

(5) Комисията оповестява проекта на решение, датата и часа за провеждане на откритото заседание на страницата си в интернет.

(6) На откритото заседание комисията обсъжда с енергийните предприятия проекта на решение и определя срок за представяне на становища в срок до 5 дни от датата на провеждането му.

(7) В срок до 15 дни от датата на откритото заседание комисията провежда закрито заседание, на което приема решение за определяне на видовете услуги. С решението комисията указва на енергийните предприятия, осъществяващи съответната лицензионна дейност, в определен срок да подадат заявление за утвърждаване на цени на определените от нея видове услуги.

(8) Към заявлението енергийните предприятия прилагат доказателства и обосновка на разходите, свързани с предоставянето на определените от комисията видове услуги.

(9) Комисията в срок до два месеца след представяне на заявленията за утвърждаване на цени на предоставяните услуги, свързани с лицензионната дейност, на закрито заседание приема доклад и проект на решение, насрочва дата и час за провеждане на открито заседание за обсъждане на приетия доклад и за провеждане на обществено обсъждане по реда на чл. 14 ЗЕ на приетия проект на решение.

(10) След приключване на процедурата за обществено обсъждане на закрито заседание комисията приема решение.

**Чл. 41.** Редът за утвърждаване, определяне и изменение на цени, регламентиран в настоящата глава, не се отнася за случаите по чл. 16 ал. 1, в които комисията одобрява методика за определяне на цени за достъп и пренос по газопреносни мрежи. В тези случаи редът и условията за определяне и изменение на цените се определят в одобрената методика.

## **ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА**

**§ 1.** По смисъла на наредбата:

1. "Базисна година" е предходната календарна година или 12-месечен период, предхождащ внасянето на предложението, за която енергийното предприятие предоставя информация за лицензираната услуга, използвана като основа за определяне на цени.

2. "Запаси природен газ" са количествата природен газ, нагнетени от операторите на съоръжения за съхранение на природен газ, които могат да се извлекат с търговска цел и/или при необходимост.

3. "Коефициент за подобряване на ефективността" е целева величина, изразяваща относителното намаляване на разходите на енергийните предприятия за осъществяване на съответната лицензионна дейност.

4. "Кубичен метър природен газ" е количеството природен газ, заемащ обем в размер един кубичен метър при температура 20 °C и налягане 101 325 Pa.

5. "Капацитет" е максималният поток, изразен в м<sup>3</sup> за единица време или в

енергийна единица за единица време, на който ползвателят на мрежата има право съгласно разпоредбите на договор за пренос.

6. "Необходими приходи" са икономически обосноващите приходи, необходими на енергийното предприятие за предоставяне на услугата по лицензията с определено качество и постигане на определената възвръщаемост.

7. "Норма на възвръщаемост на капитала" е възвръщаемост на инвестирания капитал, изразена като процент от този капитал.

8. "Проучване на стойността за услугата" е проучване на разходите на енергийното предприятие за предоставяне на услугата по лицензията по групи клиенти и съпоставка с действителните или прогнозните приходи, получени от всяка група клиенти при съществуващите или предлаганите цени.

9. "Полезен живот" е срокът, за който комисията приема, че даден актив може да бъде амортизиран.

10. (Отм., предишна т. 11 – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) "Призната стойност на активите" е признатата от комисията стойност на всички активи на енергийното предприятия, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

11. (Предишна т. 12 – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) "Променливи разходи" са тези разходи, чиято стойност се променя в зависимост от количествата природен газ.

12. (Предишна т. 13 – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) "Регулаторна база на активите" е стойността на материалните и нематериалните активи, които едновременно се използват и имат полезен живот за предоставянето на услугата по лицензията и необходимия оборотен капитал.

13. (Предишна т. 14 – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) "Регулаторен период" е периодът между два регулаторни прегледа.

14. (Предишна т. 15 – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) "Регулаторен преглед" означава дейност, при която комисията извършва анализ и оценка на отчетната информация за базисната година и прогнозната информация за следващ ценови/регулаторен период, предоставена от енергийните предприятия. В резултат на регулаторния преглед комисията утвърждава:

а) прогнозните необходими приходи и цените на енергийните предприятия, включително икономически обосноващите разходи и възвръщаемост на капитала или надценка за дейностите по съответните лицензии;

б) продължителността на регулаторния период при регулиране чрез методите "горна граница на цени" и "горна граница на приходи", както и стойностите на ценообразуващите елементи, въз основа на които енергийните предприятия предлагат за утвърждаване цени за следващ ценови период в рамките на регулаторния период.

15. (Предишна т. 16 – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) "Структура на капитала" представлява относителните дялове на собствения и на привлечения капитал в общия размер на капитала на енергийното предприятие.

16. (Предишна т. 17 – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) "Тарифна структура" е система от цени при продажба на природен газ или предоставяне на услуга, приходите от които съответстват на необходимите приходи за съответната дейност.

17. (Предишна т. 18 – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) "Тарифна цена" е всяка отделна цена от тарифната структура.

18. (Предишна т. 19 – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) "Условно-постоянни разходи" са тези, които не се променят при промяна в количествата природен газ.

19. (Предишна т. 22 – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.) "Ценови период" е период, през който цените остават непроменени от комисията - обикновено дванадесет месеца.

20. (Отм. – ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.)

## ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

**§ 2.** Наредбата влиза в сила от деня на обнародването ѝ в "Държавен вестник".

**§ 3.** Наредбата се приема на основание чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката и в съответствие с изисквания на Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ.

**§ 4.** Производствата, образувани до влизане в сила на наредбата, се довършват по досегашния ред.

---

### ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

към Наредбата за изменение и допълнение на Наредба № 2  
от 2013 г. за регулиране на цените на природния газ  
(ДВ, бр. 94 от 2015 г., в сила от 4.12.2015 г.)

§ 28. Утвърдените до влизане в сила на тази наредба цени за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се привеждат в съответствие с чл. 19 при следващото им изменение.

.....

### ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

към Наредбата за изменение и допълнение на Наредба № 2  
от 2013 г. за регулиране на цените на природния газ  
(ДВ, бр. 105 от 2016 г., в сила от 30.12.2016 г.)

§ 8. Направени до влизане в сила на тази наредба допълнителни разходи по чл. 17, ал. 14 се предявяват от обществения доставчик за признаване и компенсирание със заявлението по чл. 32 за утвърждаване на цени на природния газ, но не по-късно от 31.03.2017 г.

.....

### ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

към Наредбата за изменение и допълнение на Наредба № 2  
от 2013 г. за регулиране на цените на природния газ  
(ДВ, бр. 98 от 2018 г., в сила от 27.11.2018 г.)

§ 9. При подаване на заявлението по чл. 32 за утвърждаване на цени на природния газ за първото тримесечие на 2019 г. общественият доставчик прилага справки за разликите между прогнозните и отчетните разходи за доставка на природен газ на входа на газопреносните мрежи, формирани за I, II и II тримесечие на 2018 г., изчислени по реда на чл. 17, ал. 12, 13 и 14.

§ 10. (1) Започналите до влизането в сила на тази наредба производства за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителни мрежи и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител се довършват по реда на тази наредба.

(2) На заявителите по ал. 1 се изпращат писмени съобщения за преработване на подадените заявления в съответствие с тази наредба в едномесечен срок.

§ 11. В случаи на изменение на цените по чл. 25, ал. 2 цените се утвърждават в енергийни единици.