

НАРЕДБА № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

Издадена от председателя на Комисията за енергийно и водно регулиране, обн., ДВ, бр. 25 от 24.03.2017 г., в сила от 24.03.2017 г., изм. и доп., бр. 52 от 22.06.2018 г.

Глава първа ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. С наредбата се определят:

1. методите за регулиране на цените на електрическата енергия и на цените за достъп до и пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложението за цените и за тяхното утвърждаване;
2. (изм. и доп. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) условията и редът за определяне на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, както и за премиите за такава енергия;
3. условията и редът за образуване на цените за присъединяване;
4. (доп. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) условията и редът за образуване и актуализиране на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, както и за премиите за такава енергия;
5. (нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) методиката за определяне на прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник;
6. (нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) условията и редът за определяне на прогнозната пазарна цена на електрическата енергия за технологични разходи на оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи;
7. (предишна т. 5 - ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) условията и редът за заплащане на използваната или преминалата реактивна електрическа енергия.

Чл. 2. (1) По реда на наредбата се утвърждават цените:

1. (изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) по които производителите в рамките на определените им количества или разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката продават електрическа енергия на обществения

доставчик;

2. (отм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**);

3. по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители;

4. по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителната мрежа, на ниво ниско напрежение;

5. за достъп и/или за пренос през електропреносната мрежа;

6. за достъп и/или за пренос през електроразпределителните мрежи;

7. за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

8. за присъединяване към мрежите;

9. на предоставяните на клиентите услуги, определени от Комисията за енергийно и водно регулиране, свързани с лицензионната дейност;

10. цената или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и 35 от Закона за енергетиката.

(2) (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) По реда на наредбата се определят:

1. (доп. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, както и премиите за произведена електрическа енергия от централи с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW с такова производство;

2. (доп. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, както и премиите за произведена електрическа енергия от централи с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW с такова производство.

(3) По реда на наредбата се определя за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за студен резерв.

Чл. 3. (1) При осъществяване на правомощията си по ценовото регулиране Комисията за енергийно и водно

регулиране, наричана по-нататък "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 за ценово регулиране:

1. "норма на възвръщаемост на капитала", при който 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) Комисията може да прилага и други методи освен посочените в ал. 2.

(4) (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Методите по ал. 2 не се прилагат по отношение на енергийните предприятия, които осъществяват дейностите "обществена доставка на електрическа енергия" или "снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител", чиито цени се утвърждават по реда на чл. 10, ал. 2 и 4, съответно по реда на чл. 10, ал. 3 и 5.

(5) За целите на ценовото регулиране комисията съгласно своя методика определя показатели за качество на енергията и качество на обслужването за всяка лицензионна дейност и техните годишни целеви нива, които са елементи от лицензията. Постигането на всеки от целевите показатели е мярка за цялостното изпълнение на лицензионната дейност от енергийното предприятие.

(6) За целите на ценовото регулиране комисията прилага показатели за сравнимост между енергийните предприятия и изисква изпълнението на базисни критерии на основата на анализи при използване на данни от най-добрата практика на национално и международно ниво.

(7) 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.

Чл. 4. (1) Счетоводството на енергийните предприятия се осъществява и 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 от Закона за енергетиката.

(3) Правилата за осъществяването на счетоводната отчетност за целите на регулирането се приемат с решение на комисията по предложение на съответното енергийно предприятие.

(4) Финансовите отчети за регулаторни цели се придружават от доклади и допълнителна информация, показваща спазването на всички изисквания за изпълнение на лицензионната дейност.

(5) Правилата за осъществяване на счетоводната отчетност може да 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. Формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването, се определят с решение на комисията.

Чл. 6. (1) Комисията може да утвърждава регулираните по наредбата цени по следните компоненти:

1. цена за енергия в левове за MWh или неговите производни;

2. (отм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**);

3. други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

(2) Комисията може да утвърждава общи цени за услугите, които включват като свои компоненти две или повече услуги с регулирани цени.

(3) Комисията утвърждава и определя цените и ценообразуващите елементи без включен данък върху добавената стойност.

(4) Цените за присъединяване към мрежите се определят в зависимост от заявената мощност, ниво на напрежение или други показатели.

Чл. 7. (1) Клиентите на електрическа енергия с търговско измерване на страна ниско напрежение с предоставена електрическа мощност 100 kW и повече, клиентите с търговско измерване на страна средно и високо напрежение и производителите на електрическа енергия с инсталирана мощност над 30 kW, когато са в режим на потребление на активна енергия, заплащат надбавка върху стойността на активната електрическа енергия в зависимост от използваната реактивна електрическа енергия за всеки петнадесетминутен интервал, при който факторът на мощността е по-малък от 0,9.

(2) Количеството използвана реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката по ал. 1, е положителната разлика между количеството използвана реактивна електрическа енергия и произведението на количеството използвана активна електрическа енергия и коефициент, съответстващ на фактор на мощността 0,9, съгласно формулата:

$$E_{\text{рпл}} = E_{\text{ризп}} - 0,49 * E_{\text{аизп}},$$

където:

$E_{\text{рпл}}$ е количеството реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката, kvarh;

$E_{\text{ризп}}$ – количеството използвана реактивна електрическа енергия от ползвателя на мрежата, определена за петнадесетминутни интервали от средството за търговско измерване, kvarh;

0,49 – коефициентът, съответстващ на фактор на мощността, равен на 0,9;

$E_{\text{аизп}}$ – количеството използвана активна електрическа енергия от ползвателя на мрежата, определена за петнадесетминутни интервали от средството за търговско измерване, kWh.

(3) (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Лицата по ал. 1 заплащат надбавката за използваното количество реактивна електрическа енергия ($E_{\text{рпл}}$), определена по реда на ал. 2, по цена за 1 kvarh, равна на 10 на сто от сумата от утвърдената цена за 1 kWh активна електрическа енергия, по която общественият доставчик продава електрическата енергия на крайните снабдители, и цената за задължения към обществото.

(4) (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Лицата по ал. 1 заплащат надбавка за отдаденото през съответния календарен месец количество реактивна електрическа енергия, определено по показанията на средствата за търговско измерване, по цена за 1 kvarh, равна на сумата от утвърдената цена за 1 kWh активна електрическа енергия, по която общественият доставчик продава електрическата енергия на крайните снабдители, и цената за задължения към обществото. Количеството отдадена реактивна енергия, за което се дължи надбавка, се определя по следния начин: за клиентите – по месечни отчети на показанията на средствата за търговско измерване; за производителите в режим на потребление на активна електрическа енергия – като сума за месеца по петнадесетминутни интервали, в които е отчетена само използвана активна електрическа енергия или не е отчетена активна електрическа енергия.

(5) Лицата по ал. 1 заплащат надбавките по ал. 3 и 4 на съответния оператор на електроразпределителната мрежа в случаите, когато са присъединени към електроразпределителната мрежа, съответно на оператора на електропреносната мрежа, когато са присъединени към електропреносната мрежа, не по-късно от 10-о число на месеца, следващ отчетния.

(6) Начините на измерване и отчитане на количествата електрическа енергия са съгласно Правилата за измерване на количеството електрическа енергия.

(7) За обекти, присъединени към електропреносната мрежа, надбавките по ал. 1 и 4 се определят въз основа на измерените количества електрическа енергия, както следва:

1. използваните и отдадените количества активна и реактивна електрическа енергия се определят поотделно за всеки обект от всички средства за търговско измерване в този обект, поотделно за използваните и за отдадените количества активна и реактивна електрическа енергия;

2. всеки обект включва една или повече електрически инсталации на ползвателя, разположени на една площадка и свързани към едно или повече места за присъединяване към електрическата мрежа/съоръжения на други ползватели;

3. всяка подстанция се разглежда като отделен обект, като се прави баланс на активната и реактивната електрическа енергия за всеки свързан към нея ползвател;

4. в случаите, когато обектът на ползвателя е свързан директно към електропреносната мрежа в две или повече места и през средствата за търговско измерване преминава електрическа енергия, която не се използва от обекта, се прави баланс на активната и реактивната електрическа енергия по измерените количества енергия от средствата за търговско измерване в тези места;

5. данните за измерените количества електрическа енергия се предоставят на лицата по ал. 1 ежемесечно от собственика на средствата за търговско измерване;

6. когато за изпълнението на т. 1 се използват данни от средства за търговско измерване, които имат различни собственици, същите обменят помежду си необходимата информация за измерените количества електрическа енергия в срок до 3-то число на месеца, следващ отчетния.

(8) Производителите на електрическа енергия с инсталирана мощност 100 kW и повече, присъединени към електроразпределителната мрежа, когато са в режим на производство, заплащат надбавка върху стойността на произведената активна електрическа енергия в зависимост от използваната/отдадената реактивна електрическа енергия за всеки петнадесетминутен интервал, при който факторът на мощността е извън границите от 0,94 индуктивен до 0,94 капацитивен.

(9) Количеството използвана/отдадена реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката по ал. 8, е положителната разлика между количеството използвана/отдадена реактивна електрическа енергия и произведението на количеството произведена активна електрическа енергия и коефициент, съответстващ на фактор на мощността 0,94, съгласно формулата:

$$E_{\text{рпл}} = E_{\text{ризн/отд.}} - 0,36 * E_{\text{апр}}$$

където:

$E_{\text{рпл}}$ е количеството реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката, kvarh;

$E_{\text{ризн/отд.}}$ – количеството използвана/отдадена реактивна електрическа енергия, kvarh;

0,36 – коефициентът, съответстващ на фактор на мощността – $\cos \varphi$, равен на 0,94;

$E_{\text{апр}}$ – количеството произведена активна електрическа енергия, определено за петнадесетминутен интервал от средството за търговско измерване, kWh.

(10) (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Производителите заплащат надбавката за използваната/отдадената реактивна електрическа енергия ($E_{\text{рпл}}$), определена по реда на ал. 9, по цена за 1 kVarh, равна на 10 на сто от сумата от утвърдената цена за 1 kWh активна електрическа енергия, по която общественият доставчик продава електрическата енергия на крайните снабдители, и цената за задължения към обществото.

(11) Производителите по ал. 8 заплащат надбавката за използваната/отдадената реактивна електрическа енергия ($E_{\text{рпл}}$), определена по реда на ал. 9, на съответното електроразпределително предприятие, към чиято мрежа са присъединени.

(12) Когато производителите на електрическа енергия по ал. 8 регулират напрежението в точката на присъединяване или изпълняват разпореждания за стойност на реактивен товар по искане на съответния мрежови оператор, заплащането на надбавките за отдавана/използвана реактивна електрическа енергия се урежда съгласно сключен договор с мрежовия оператор.

(13) Когато в рамките на един петнадесетминутен интервал има смяна на посоката на потока на активна енергия за обекта на производител на електрическа енергия, за този интервал не се определят надбавки за използвана и/или отдадена реактивна енергия.

(14) Всички подязовирни водноелектрически централи и помпено-акумулиращи водноелектрически централи, присъединени към електропреносната мрежа, когато са в режим на потребление, но агрегатите им са на диспечерско разпореждане, не дължат надбавки по ал. 3 и 4.

Чл. 8. (1) Операторите на електроразпределителните мрежи заплащат надбавка върху стойността на активната електрическа енергия в зависимост от преминалата към електроразпределителната мрежа реактивна електрическа енергия в точките на обмен между електропреносната и електроразпределителната мрежа за всеки петнадесетминутен интервал, при който факторът на мощността е по-малък от 0,9.

(2) Количеството реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката по ал. 1, е положителната разлика между количеството преминала реактивна електрическа енергия и производението на количеството преминала активна електрическа енергия към електроразпределителната мрежа и коефициент, съответстващ на фактор на мощността 0,9, съгласно формулата:

$$E_{\text{рпл}} = E_{\text{рпрем}} - 0,49 * E_{\text{апрем}},$$

където:

$E_{\text{рпл}}$ е количеството реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавка, kvarh;

$E_{\text{рпрем}}$ – количеството преминала реактивна електрическа енергия от електропреносната към електроразпределителната мрежа, определено за петнадесетминутни интервали от средството за търговско измерване, kvarh;

0,49 – коефициентът, съответстващ на фактор на мощността – $\cos \varphi$, равен на 0,9;

$E_{\text{апрем}}$ – количеството преминала активна електрическа енергия от електропреносната към електроразпределителната мрежа, определено за петнадесетминутни интервали от средството за търговско измерване, kWh.

(3) (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Операторите на електроразпределителните мрежи заплащат надбавката за преминалата реактивна електрическа енергия ($E_{\text{рпл}}$), определена по реда на ал. 2, по цена за 1 kvarh, равна на 10 на сто от сумата от утвърдената цена за 1 kWh активна електрическа енергия, по която общественият доставчик продава електрическата енергия на крайните снабдители, и цената за задължения към обществото.

(4) (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Операторите на електроразпределителните мрежи заплащат надбавка за преминалата реактивна електрическа енергия от електроразпределителната към електропреносната мрежа, когато посоката на активната енергия е от електропреносната към електроразпределителната мрежа, на цена за 1 kvarh, равна на сумата от утвърдената цена за 1 kWh активна електрическа енергия, по която общественият доставчик продава електрическата енергия на крайните снабдители, и цената за задължения към обществото.

(5) (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Операторите на електроразпределителните мрежи заплащат надбавката за преминалата реактивна електрическа енергия от електроразпределителната към електропреносната мрежа за периодите, когато посоката на активната електрическа енергия е от електроразпределителната към електропреносната мрежа, по цена за 1 kvarh, равна на 10 на сто от сумата от утвърдената цена за 1 kWh активна електрическа енергия, по която общественият доставчик продава електрическата енергия на крайните снабдители, и цената за задължения към обществото.

(6) Надбавките по ал. 3, 4 и 5 се определят въз основа на измерените количества електрическа енергия, както следва:

1. за определяне на количествата преминала активна електрическа енергия ($E_{\text{апрем}}$) и преминала реактивна електрическа енергия ($E_{\text{рпрем}}$) по ал. 2, 4 и 5 се прави баланс на преминалата съответно активна и реактивна електрическа енергия в точките на обмен между електропреносната и електроразпределителната мрежа за всеки петнадесетминутен интервал от всички средства за търговско измерване във всяка подстанция високо/средно напрежение;

2. електроразпределителните дружества се разглеждат като съвкупност от обекти, всеки от които е свързан към подстанция от електропреносната мрежа или към уредба на друг обект;

3. всяка подстанция високо/средно напрежение се разглежда като отделен обект, като се прави баланс на активната и реактивната електрическа енергия за всеки свързан към нея ползвател;

4. операторите на електроразпределителните мрежи не дължат надбавка по ал. 4 и 5 за кабелни и въздушни електропроводи 110 kV – тяхна собственост;

5. данните за измерените количества електрическа енергия се предоставят на операторите на електроразпределителните мрежи ежемесечно от оператора на електропреносната мрежа като приложение към издадената фактура.

(7) Операторите на електроразпределителните мрежи заплащат надбавките по ал. 1, 4 и 5 на оператора на електропреносната мрежа ежемесечно не по-късно от 10-о число на месеца, следващ отчетния месец.

Чл. 9. (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 енергията и за качество на обслужването през предходната година.

(2) В случай че за даден ценови период средното изпълнение на показателите за качество на енергията 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 методика, утвърдена от комисията.

Глава втора

ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ

Раздел I

Ценообразуващи елементи

Чл. 10. (1) Необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията, с изключение на дейностите "обществена доставка на електрическа енергия" и "снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител", включват признати от комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени по следната формула:

$$\text{НП} = \text{Р} + (\text{РБА} * \text{НВ}),$$

където:

НП са необходимите годишни приходи, хил. лв.;

Р – годишните разходи за дейността по лицензията, хил. лв.;

РБА – признатата от комисията регулаторна база на активите, хил. лв.;

НВ – определената от комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, %.

(2) Утвърдените от комисията необходими годишни приходи за дейността "обществена доставка на електрическа енергия" се изчисляват по следната формула:

$$\text{НП} = E * (\text{Ц}_{\text{cp}} + K_{\text{д}}),$$

където:

НП са необходимите годишни приходи, лв.;

E – количеството електрическа енергия за реализация на регулиран пазар от обществения доставчик, MWh;

Ц_{cp} – средната покупна цена на електрическата енергия, лв./MWh;

$K_{\text{д}}$ – компонентата за дейността "обществена доставка на електрическа енергия", лв./MWh.

(3) (Изм. и доп. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Утвърдените от комисията необходими годишни приходи за дейността "снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител" се изчисляват по следната формула:

$$\text{НП} = E * (\text{Ц}_{\text{cp}} + \text{Ц}_{\text{зо}} + K_{\text{д}}),$$

където:

НП са необходимите годишни приходи, лв.;

E – количеството електрическа енергия за реализация на регулиран пазар от крайния снабдител, MWh;

Ц_{cp} – средната покупна цена на електрическата енергия, лв./MWh;

$\text{Ц}_{\text{зо}}$ – цената за "задължения към обществото", лв./MWh;

$K_{\text{д}}$ – компонентата за дейността "снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител", лв./MWh.

(4) (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Компонентата за лицензионната дейност по ал. 2 включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост и се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия.

(5) (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Компонентата за лицензионната дейност по ал. 3 включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост за съответната дейност и разходи за балансиране и се определя в размер до 7 на сто от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия.

(6) (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) При регулиране на цените чрез методите за ценово регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2 комисията може да коригира необходимите приходи на енергийните предприятия за първата година от регулаторния период с корекциите по чл. 38, ал. 3, т. 3 и ал. 6.

Чл. 11. (1) Видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват в цените, се разделят в две основни групи: условно-постоянни разходи и променливи разходи според връзката им с количеството електрическа енергия и/или осигуряването на услугата. Във всяка от посочените групи разходите се посочват и по икономически елементи.

(2) 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 енергия по свободно договорени цени;
2. разходи за амортизация на активите, придобити по безвъзмезден начин;
3. данъци, свързани с корпоративното подоходно облагане на печалбата;
4. разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи или от комисията;
5. разходи, свързани с неустойки и други плащания вследствие на неизпълнение по сключени договори, лихви за забавяне;
6. разходи за вноски по чл. 36е от Закона за енергетиката;
7. разходи за бъдещи периоди, които са част от отчета за доходите;
8. разходи за загуби от обезценки, текущи разходи за начислени провизии за задължения по смисъла на чл. 38 и 39 от Закона за корпоративното подоходно облагане;

9. разходи по чл. 204 от Закона за корпоративното подоходно облагане, както и разходи за начислен данък върху тях по чл. 216 от Закона за корпоративното подоходно облагане;

10. текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси;

11. разходи за дарение и неизползвани отпуски;

12. съдебни разходи извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания;

13. всички други разходи, за които липсва технико-икономическа или друга обосновка и доказателства от енергийното предприятие;

14. разходи, за които комисията обосновано приеме, че не са в интерес на клиентите, или разходи, които не са необходими за изпълнение на лицензионната дейност.

(3) Енергийните предприятия представят подробна писмена обосновка и доказателства за предложените за утвърждаване разходи. В предложението за утвърждаване на цени се представя и информация за разходите, които са свързани с нерегулирана дейност, по вид и стойност.

(4) Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите, свързани с лицензионната дейност, като преценява тяхната икономическа обоснованост въз основа на представените от енергийното предприятие писмена обосновка и доказателства като неразделна част от заявлението за цени. Оценката за икономическа обоснованост на разходите и връзката им с изпълнение на лицензионната дейност се извършва въз основа на сравнителни анализи, както и при използване на данни от националната и международната практика и като се вземат предвид отчетените резултати на регулираните енергийни предприятия при отчитане принципите на регулирането по Закона за енергетиката.

(5) При утвърждаване на цените за достъп и/или за пренос до/през електропреносната и/или електроразпределителните мрежи комисията извършва оценка на разходите за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи, разходи за студен резерв и допълнителни услуги.

(6) Допустимите нива на признатите технологични разходи се определят с решение на комисията.

Чл. 12. Комисията признава като невъзстановяеми разходите, за които е установила безспорно, че произтичат от извършени инвестиции или сключени сделки до влизането в сила на Закона за енергетиката и не могат да бъдат възстановени в резултат на създаване на конкурентен електроенергиен пазар. Тези разходи се компенсират чрез цените, заплащани от всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително ползващите електрическа енергия от внос, оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, по механизъм за разпределение на тези разходи по прозрачен начин и/или по друг ред, предвиден в закон.

Чл. 13. (Доп. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Признатите от комисията разходи на енергийните предприятия и Фонд "Сигурност на електроенергийната система", наричан по-нататък "ФСЕС", произтичащи от наложените им

задължения към обществото, се компенсират чрез цените, които заплащат всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително ползващите електрическа енергия от внос, оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, по механизъм за разпределение на тези разходи по прозрачен начин и/или по друг ред, предвиден в закон.

Чл. 14. (1) 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:

$$РБА = А - \Phi - АМ + ОК + И,$$

където:

РБА е регулаторната база на активите, хил. лв.;

А – признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им, хил. лв.;

Φ – стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др., хил. лв.;

АМ – амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод, хил. лв.;

ОК – необходимият оборотен капитал, хил. лв.;

И – размерът на инвестициите, одобрени от комисията, в случаите на регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2, хил. лв.

(2) Призната стойност на активите (А) е приетата от комисията отчетна стойност на активите към края на базисната година, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

(3) В признатата стойност на нетекущи активи (А) 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, консервирани, изведени от експлоатация и др.;

4. стойността на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични 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) Елементите, формиращи оборотния капитал по ал. 6, са: нетни приходи от продажби на електрическа енергия/мрежови услуги с отложено плащане, 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.

Нетният цикъл на оборотния капитал се определя в дни по следната формула:

$$\text{НЦОК} = \left(\frac{\text{СВК} + \text{СМЗ} - \text{СЗД}}{\text{НПП}_n} \right) * 360 \text{ дни},$$

където:

СВК е признатата средногодишна величина на вземанията от клиенти и доставчици, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на вземанията от клиенти и доставчици, към началото и към края на базовата година, хил. лв.;

СМЗ – признатата средногодишна величина на материалните запаси, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на материалните запаси, към началото и края на базовата година, хил. лв.;

СЗД – признатата средногодишна величина на задълженията към доставчици и клиенти, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на задълженията към доставчици и клиенти, към началото и края на базовата година, хил. лв.;

НПП_н – нетните приходи от продажби на дружеството за базовата година, хил. лв.

НОК за дейностите се изчислява по формулата:

$$\text{НОК} = \frac{\text{ГПР} * \text{НЦОК}}{360}, \text{ хил. лв.},$$

където:

ГПР – признати годишни разходи, намалени с разходите за амортизации, хил. лв.

(8) 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, като не се включват разходи за 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 в съответствие с приета от комисията методика за отчитане на изпълнението на целевите показатели за качество на електрическата енергия 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 енергията и обслужването на клиентите, както и на промените на ефективността.

Чл. 15. (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) (Доп. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Нормата на възвръщаемост на капитала се определя като норма преди данъчно облагане по следната формула:

$$НВ = Д_{ск} * \left(\frac{НВ_{ск}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{пк} * НВ_{пк} ,$$

където:

НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;

$Д_{ск}$ – делът на собствения капитал в общия капитал, %;

$НВ_{ск}$ – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

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

$Д_{пк}$ – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;

$НВ_{пк}$ – 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) 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, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на предприятието, финансова история на предприятието, на основата на статистически данни за пазарните величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

Чл. 16. (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) За целите на ценообразуването комисията утвърждава прогнозните количества, включително произведена или пренесена електрическа енергия, въз основа на оценка на прогнозния електроенергиен баланс, представен от оператора на електропреносната мрежа по реда, предвиден в Правилата за управление на електроенергийната система и на прогнозните количества, представени от енергийните предприятия.

Раздел II

Разпределяне на необходимите приходи по групи клиенти. Тарифни структури

Чл. 17. (1) Енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от комисията различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими 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 енергия, цена за мощност и други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

Чл. 18. Комисията може да определя часови, сезонни и други тарифни структури за групите клиенти по чл. 17, ал. 2 въз основа на техническа и икономическа обосновааност с оглед баланса на електрическите мощности.

Раздел III

Регулиране на цени

Чл. 19. (1) (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Цените на електрическата енергия, продавана от производители на обществения доставчик и/или на крайните снабдители, се образуват въз основа на необходимите годишни приходи съгласно чл. 10 и на прогнозните количества електрическа енергия.

(2) (Отм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**).

(3) Цената на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи над 10 MW, е еднокомпонентна и се образува от признатите от комисията разходи и възвръщаемост и количествата нетна електрическа енергия, определени след извършен анализ на годишното производство на електрическа енергия за период не по-кратък от 11 години.

Чл. 20. (1) Комисията определя преференциални цени на електрическата енергия от възобновяеми източници и технологии, предвидени в Закона за енергията от възобновяеми източници въз основа на критериите и ценообразуващите елементи, посочени в същия закон.

(2) Стойностите на ценообразуващите елементи по ал. 1 се определят въз основа на информация от официални източници и международен опит, като се коригират в съответствие със специфичните за Република България обстоятелства.

(3) При формирането на преференциалните цени по ал. 1 в размера на експлоатационните разходи се включва прогнозен процент инфлация за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия, който се определя съгласно информация от официални източници.

(4) Преференциалните цени по ал. 1 се определят така, че настоящата стойност на признатите от комисията приходи от продажба на електрическа енергия да бъде равна на настоящата стойност на определените от комисията необходими приходи за целия период на задължително изкупуване.

(5) Преференциалните цени по ал. 1 се определят ежегодно в срок до 30 юни или когато в резултат на извършен анализ на ценообразуващите елементи се констатира съществено изменение на някой от тях.

Чл. 21. (1) В случаите, когато инвестицията за изграждането на енергийния обект за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници се подпомага със средства от национална или европейска схема за подпомагане, цената се определя, като преференциалната цена на електрическата енергия за съответната технология се коригира по начин, който да отразява влиянието на одобрените по съответната схема за подпомагане средства.

(2) Цените по ал. 1 се определят, като стойността на регулаторната база на активите на преференциалните цени се намалява пропорционално със стойността на инвестициите, одобрени за финансиране със средства от национална или европейска схема за подпомагане. Разходите за амортизации се намаляват с амортизациите на активите, придобити със средства от национална или европейска схема за подпомагане.

(3) Наличието или липсата на заявление за подпомагане със средства от национална или европейска схема за подпомагане се удостоверява пред обществения доставчик или крайните снабдители с декларация с нотариално заверено съдържание към датата на сключване на договора за изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници. В случай че подаденото заявление за финансиране на проекта бъде одобрено, в 7-дневен срок от одобряването пред обществения доставчик или крайните снабдители се предоставят доказателства за степента на одобреното финансиране.

(4) В случай че към датата на сключване на договора за изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници производителят е декларирали липса на заявление за подпомагане със средства от национална или европейска схема за подпомагане на инвестицията, а впоследствие получи финансиране, в 7-дневен срок от одобряването пред обществения доставчик или крайните снабдители се предоставят доказателства за степента на одобреното финансиране.

(5) обстоятелствата, свързани с наличие на подпомагане със средства от национална или европейска схема за подпомагане на инвестицията, се удостоверяват пред обществения доставчик или крайните снабдители, като към датата на сключване на договора за изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници се предоставят доказателства за степента на одобреното финансиране на проекта.

Чл. 22. (1) Комисията ежегодно до 30 юни актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, 7 и 8 от Закона за енергията от възобновяеми източници.

(2) Коефициентът и изменението на стойността на ценообразуващите елементи по ал. 1 се определят съгласно Закона за енергията от възобновяеми източници.

Чл. 22а. (Нов – ДВ, бр. 52 от 2018 г.) Премиите за електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, се определят като разлика между определената преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, в зависимост от първичния енергиен източник.

Чл. 23. (Изм. – ДВ, бр. 52 от 2018 г.) Цената по чл. 31, ал. 9 от Закона за енергията от възобновяеми източници е равна на определената за съответния период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, в зависимост от първичния енергиен източник.

Чл. 24. (1) (Изм. – ДВ, бр. 52 от 2018 г.) Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, се определя съобразно приети от комисията указания на база индивидуалните разходи за производство.

(2) (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Разходите за основно гориво за производство се разпределят между производството на електрическа и топлинна енергия чрез коефициент за ефективност на производството на електрическа енергия, определян за регулаторни цели съобразно указанията по ал. 1.

(3) (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Разходите за амортизации и ремонти, които са пряко относими към продуктите на производство, се разпределят директно към тях.

(4) (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Общите условно-постоянни и променливи разходи, с изключение на разходите по ал. 2 и 3, се разпределят пропорционално на количествата произведена електрическа и топлинна енергия съобразно указанията по ал. 1.

Бел. ред. С приетите промени в § 14, т. 2 от Наредбата за изменение и допълнение на Наредба № 1 от 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) законодателят не се е съобразил с номерацията на алинеите, поради което има две ал. 2.

(2) Групите производители и добавките за всяка от тях се определят от комисията по следните критерии:

1. преобладаващ дял на топлинния товар за битови или небитови нужди;
2. вид на използваното гориво;
3. дял на произведеното количество електрическа енергия спрямо отпуснатото според потребностите количество топлинна енергия към преноса;
4. мощност на централата/инсталацията;
5. характер на топлинния товар за небитови нужди според производствената дейност в промишлеността или селското стопанство.

Чл. 24а. (Нов – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Премиите за електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, се определят като разлика между преференциалните цени на производителите и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин.

Чл. 25. (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители, се определят на база количеството електрическа енергия, определено по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката.

Чл. 26. (1) Цената за достъп до електропреносната мрежа се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за

продажба на територията на страната и за износ или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период.

(2) (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Към заявлението за цени операторът на електропреносната мрежа представя информация за утвърдената от министъра на енергетиката разполагаемост за студен резерв и резерв за допълнителни услуги, предоставяни от производителите на електрическа енергия и разходите на дружеството по закупуването ѝ от производители.

(3) Пределната стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за студен резерв и услуги се изчислява след анализ и оценка на резултатите от отчетените разходи за предходния ценови период и прогноза за следващия ценови период.

Чл. 27. (1) Цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната и за износ за съответния регулаторен или ценови период.

(2) Операторът на електропреносната мрежа предоставя информация за количеството отчетени и прогнозни нива на технологичните разходи на електрическа енергия при преноса през електропреносната мрежа.

(3) (Изм. и доп. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Прогнозните нива на технологичните разходи по преноса се остойностяват по сумата от цената, определена по реда на раздел IIIа и цената за задължения към обществото.

(4) Операторът на електропреносната мрежа възстановява чрез цената за пренос определените от комисията технологични разходи по преноса на електрическа енергия.

Чл. 27а. (Нов – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Необходимите годишни приходи по чл. 27 се коригират с надвзет/недовзет приход, в случай че постигнатата среднопретеглена пазарна цена (C_p) на пазара ден напред, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период, се отклонява с повече от 5 % от прогнозната пазарна цена по чл. 37в, по следната формула:

а) когато $C_p > C_{утв}$,

$$H = (C_p - C_{утв} \cdot (1 + 5\%)) \cdot K;$$

б) когато $C_p < C_{тр}$,

$$H = (C_p - C_{утв} \cdot (1 - 5\%)) \cdot K,$$

където:

$C_{утв}$ е утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в, по която операторът на електропреносната мрежа купува електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, лв./kWh;

Цп е постигнатата среднопретеглена пазарна цена на пазара ден напред, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период;

к е утвърденото количество електрическа енергия за технологичните разходи по преноса за предходния регулаторен период;

Н е корекция с надвзет/недовзет приход за предходния регулаторен период.

Чл. 28. (1) Цената за достъп до електроразпределителната мрежа се образува по групи клиенти въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за разпределение до крайни клиенти или предоставената/договорената мощност.

(2) Цената за пренос на електрическата енергия през електроразпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за разпределение до крайни клиенти.

(3) (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Прогнозните нива на технологичните разходи по разпределението се остойностяват по сумата от цената, определена по реда на раздел IIIа, цената за задължения към обществото и цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа.

Чл. 29. (1) Цената за достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, отразява предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечиране във връзка с балансиране и др.

(2) Цената за достъп по ал. 1 се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от производителите по ал. 1 за съответния регулаторен или ценови период.

Чл. 30. (1) В случай на забавяне на операторите на електропреносната мрежа или електроразпределителните мрежи при определянето на цените за достъп, пренос и разпределение комисията може да определи временни цени по чл. 30, ал. 1, т. 10, 13 и 15 от Закона за енергетиката.

(2) В случаите на ал. 1 комисията може да вземе решения относно подходящи компенсаторни мерки, в случай че окончателните цени за достъп, пренос и разпределение се отклоняват от временните цени.

Чл. 30а. (Нов – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Цената за задължения към обществото се образува въз основа на прогнозни необходими годишни приходи на ФСЕС и прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната за съответния регулаторен или ценови период.

Чл. 31. (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,

без данък върху добавената стойност, за всеки вид услуга.

Чл. 32. (1) Цените за присъединяване на производители са индивидуални и включват действителните разходи за изграждане на съоръженията за присъединяване към мрежата на електропреносното или електроразпределителното предприятие.

(2) Цените за присъединяване на мрежа на електроразпределително предприятие към мрежата на електропреносното предприятие са индивидуални и включват действителните разходи за изграждане на съоръженията за присъединяване към мрежата на електропреносното предприятие.

(3) В необходимите годишни приходи за дейностите по пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа не се включват приходи от присъединяване на клиентите.

Чл. 33. (1) Цените за присъединяване на клиенти към електроразпределителните мрежи се образуват в зависимост от присъединяваната мощност в kW и се разделят в следните основни групи:

1. I група – до 6 kW включително;
2. II група – от 7 до 15 kW включително;
3. III група – от 16 до 50 kW включително;
4. IV група – от 51 до 100 kW включително;
5. V група – от 101 до 200 kW включително;
6. VI група – от 201 до 400 kW включително;
7. VII група – над 400 kW.

(2) В цените за присъединяване на клиенти към електроразпределителната мрежа се включват само разходи, които са пряко свързани с услугата, като тези разходи не са елемент на цените за достъп и пренос през електроразпределителната мрежа.

(3) Цените за присъединяване на обекти на клиенти към електроразпределителната мрежа в група VII – над 400 kW, и за присъединяване към мрежи средно напрежение се определят по индивидуален проект и включват всички разходи, изчислени по разработен проект за присъединителните съоръжения, в обем, достатъчен за осигуряване на присъединяваната мощност. В цената за присъединяване се включват и разходите, които електроразпределителното предприятие прави за присъединяване на повишената присъединена мощност към електропреносното предприятие. В случаите на присъединяване на етапи на обекти със сумарна мощност над 400 kW цената за присъединяване се определя за всеки етап на присъединяване по индивидуален проект, като

цената включва всички действителни разходи за изграждане на съоръженията за присъединяване.

(4) Цената за присъединяване на клиенти в територии извън регулация на населените места се определя на база действително направените разходи за изграждане на присъединителните съоръжения по индивидуален проект.

(5) Цените за присъединяване на клиенти към електроразпределителните мрежи за обекти на клиенти в групи от III до VI съдържат постоянна и променлива компонента в зависимост от точката на захранване и дължината на електропроводната линия.

(6) Цените за присъединяване на клиенти към електроразпределителните мрежи за обекти на клиенти по ал. 1 в групи I и II съдържат само постоянна компонента.

(7) Видовете разходи, приложими към ценообразуването на постоянната и променливата компонента, се класифицират по икономически елементи, както следва: разходи за възнаграждения и осигуровки, разходи за материали, разходи за външни услуги и "други разходи".

Чл. 34. (1) Признатите от комисията разходи, които формират постоянната компонента на цените за присъединяване, отразяват средните разходи за присъединяване за всяка група клиенти. В постоянната компонента в зависимост от присъединената мощност могат да се включват следните строително-монтажни работи:

1. монтаж на електромерно табло и оборудването му;
2. изграждане на проводната част за присъединяване на разстояние до 25 м;
3. монтаж на необходимата за целта апаратура, арматура и опроводяване в разпределителното табло в трансформаторния пост;
4. изграждане на необходимата мощност в трансформаторния пост, включително неговата строителна част;
5. монтаж на апаратите от измервателната система;
6. увеличаване на договорената присъединена мощност на съществуващ присъединен обект;
7. при обособяване на нов обект със самостоятелно измерване на електрическата енергия чрез отделяне от съществуващ обект, който е присъединен към електроразпределителната мрежа;
8. при промяна броя на фазите независимо дали се променя договорената присъединена мощност;

9. при изграждане на нови съоръжения за присъединяване, свързано с повишаване на категорията по осигуреност на електроснабдяването;

10. разходи за временно електроснабдяване на строителен обект.

(2) Когато съоръжения за присъединяване се изграждат по реда на чл. 21, ал. 5 от Наредба № 6 от 2014 г. за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната или към разпределителните електрически мрежи (ДВ, бр. 31 от 2014 г.), цената за присъединяване и направените взаимнопризнати разходи за тези съоръжения се компенсират при условията, определени в договора за присъединяване.

(3) В обхвата на присъединителните съоръжения за групи обекти по чл. 33, ал. 1 от I до VI не се включват разходи за разширения на електрическата мрежа, които дружеството трябва да извърши, за да се гарантират сигурността и качеството на доставките на електрическа енергия, а именно:

1. повишаване на пропускателната възможност на съществуващата електропроводна линия след мястото на присъединяване;

2. монтиране на по-мощен силов трансформатор в трансформаторния пост;

3. изграждане на нов трансформаторен пост;

4. разширение на други части на електрическата мрежа по посока на захранващата разпределителна подстанция.

(4) Признатите от комисията разходи, които формират променливата компонента на цените за присъединяване, се определят по видове работи в зависимост от минималната схема за присъединяване към мрежата на съответното напрежение, в т.ч. за изграждане на проводната част за присъединяване над 25 м.

(5) Променливата компонента е равна на нула, когато разстоянието по ал. 4 е по-малко или равно на 25 м от границата на собственост до точката на присъединяване.

(6) За разстояния извън случаите по ал. 5 всеки допълнителен метър кабел или въздушна линия се заплаща по цена, определена за променливата компонента за съответната група клиенти, утвърдена от комисията.

(7) За обекти, които ще включват повече от един клиент, цената за присъединяване на обекта се образува за общата присъединена мощност за обекта. Общата присъединена мощност за обекта се образува като сума от индивидуално определените присъединени мощности за всеки клиент от същия обект.

(8) Цената за присъединяване на клиента за резервно електрозахранване е равна на разходите за изграждане на съоръженията за резервно присъединяване и тези, които електроразпределителното предприятие ще направи за присъединяване на повишената присъединена мощност към електропреносното предприятие, и се определя по индивидуален проект.

Чл. 35. Цената за продажба на електрическа енергия между съседни крайни снабдители е равна на продажната цена на обществения доставчик.

Чл. 36. За обекти на клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа, за които не се изисква изграждане на съоръжения за присъединяване, цената за присъединяване се определя въз основа на действителните преки разходи по присъединяване, които ще извърши съответното енергийно дружество.

Чл. 37. Цената за присъединяване на енергиен обект по чл. 24 от Закона за енергията от възобновяеми източници е индивидуална, включва разходите за изграждане на съоръжения за присъединяване към съответната електроразпределителна мрежа и се определя по методика, приета от комисията.

Раздел Ша

(Нов – ДВ, бр. 52 от 2018 г.)

Методика за определяне на прогнозна пазарна цена

Чл. 37а. (Нов – ДВ, бр. 52 от 2018 г.) Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

Чл. 37б. (Нов – ДВ, бр. 52 от 2018 г.) (1) Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година.

(2) Групите, за които комисията определя групов коефициент, са, както следва:

1. независим преносен оператор;
2. оператори на електроразпределителни мрежи;
3. производители на електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;
4. производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия;
5. производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия;

6. производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW;

7. производители на електрическа енергия, произведена от биомаса;

8. производители на електрическа енергия, произведена от други видове възобновяеми източници.

(3) Постигнатата среднопретеглена цена на пазара ден напред се определя, като се симулира участие на пазара ден напред за предходната календарна година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1:

1. на оператора на преносната мрежа за групата по ал. 2, т. 1;

2. на операторите на електроразпределителни мрежи за групата по ал. 2, т. 2;

3. на част от производителите от съответната група по ал. 2, т. 3 – 8.

(4) Частта по ал. 3, т. 3 включва производители, сумата от чиято обща инсталирана мощност представлява поне 10 на сто от общата инсталирана мощност на всички производители, на които се дължи премия, попадащи в съответната група.

(5) Комисията не определя постигната среднопретеглена цена на пазара ден напред, съответно групов коефициент, когато групата производители по ал. 2 не включва участник, на който се дължи премия.

Чл. 37в. (Нов – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Прогнозната пазарна цена за всеки ценови период за съответната група по чл. 37б, ал. 2 се определя като произведение от определената цена по чл. 37а и груповия коефициент по чл. 37б.

Глава трета

ИЗМЕНЕНИЕ НА ЦЕНИТЕ ПРИ ОСНОВНИТЕ МЕТОДИ НА РЕГУЛИРАНЕ

Чл. 38. (1) При прилагането на методите за ценово регулиране по чл. 3 комисията може да измени цените по време на ценовия период, в случай че е налице изменение на цените на природния газ и/или другите променливи разходи, което води до необходимост от изменение на утвърдените ценообразуващи елементи, като в този случай не се прилага процедурата по глава четвърта.

(2) (Изм. и доп. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) При регулиране на цените чрез метода "норма на възвръщаемост на капитала" по време на ценовия период цените могат да бъдат изменяни при наличие на обстоятелства, водещи до промяна на цената на основното гориво, 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.

(3) 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 предходен период на основата на данни от Националния статистически институт съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) и с коефициент за подобряване на ефективността при спазване на принципите на чл. 23 и 31 от Закона за енергетиката;

2. с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнението на определените от комисията целеви показатели и разликата между прогнозните и реализираните инвестиции;

3. в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка.

(4) (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Корекцията по ал. 3, т. 3 се прилага и за първата година от регулаторния период, като в този случай корекцията отразява неизпълнението на инвестиционната програма за предходния регулаторен период, намалено с приложените през ценовите му периоди корекции по ал. 3, т. 3.

(5) (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Корекциите по ал. 3 и 4 могат да бъдат разсрочвани изцяло или частично при спазване на принципите по Закона за енергетиката.

(6) (Предишна ал. 4, изм. - ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) При прилагане на метода "горна граница на приходи" се извършва и корекция с фактора Z, която се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - \text{Е}_{\text{прог.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} * \text{Ц}_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left(\text{Потч.} - \text{Е}_{\text{отч.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} * \text{Ц}_{\text{тр.}}^1 \right)_{t-1} \pm P_{t-2},$$

където:

Путв. са утвърдените необходими приходи, лв.;

Потч. – отчетените приходи, лв.;

Епрог. – прогнозните количества пренесена електрическа енергия, kWh;

Еотч. – отчетените количества пренесена електрическа енергия, kWh;

ТРодоб. – одобрените технологични разходи за регулаторния период, %;

Цтр. е утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, лв./kWh;

Цтр.¹ е цена, изчислена по реда на ал. 7, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, лв./kWh;

Р – корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Zt-1, лв.;

t – ценовият период.

(7) (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Когато постигнатата среднопретеглена пазарна цена (Цп), по която електроразпределителните дружества са закупили електрическата енергия за покриване на технологичните разходи:

1. се отклонява с 5 % и под 5 % от прогнозната пазарна цена по чл. 37в, Цтр.¹ е равна на Цтр.;

2. се отклонява с повече от 5 % от прогнозната пазарна цена по чл. 37в, Цтр.¹ се изчислява по следната формула:

а) когато $Цп > (Цтр. - Цзо - Цму - Цб)$,

$$Цтр.^1 = Цп. - 5 \% * (Цтр. - Цзо - Цму - Цб) + Цзо + Цму + Цб;$$

б) когато $Цп < Цтр.$,

$$Цтр.^1 = Цп. + 5 \% * (Цтр. - Цзо - Цму - Цб) + Цзо + Цму + Цб,$$

където:

Цтр. е утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в, по която електроразпределителните дружества купуват

електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, лв./kWh;

Цп е постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическата енергия за покриване на технологичните разходи;

Цзо е утвърдената цена за задължения към обществото;

Цму са утвърдените цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа;

Цб е утвърдената компонента за балансиране.

(8) (Предишна ал. 5 - ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Корекцията с фактора Z може да се приложи и за първата година от регулаторния период.

(9) (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Корекциите по ал. 6 и 8 могат да бъдат разсрочвани изцяло или частично при спазване на принципите по Закона за енергетиката.

Чл. 38а. (Нов – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) В случай че изменението на цените по чл. 38, ал. 1 и/или 2, съответно на премиите на енергийните предприятия, ще окаже влияние върху цената за задължения към обществото, съответно върху утвърдените цени на други енергийни предприятия, комисията може да измени и тези цени.

Чл. 39. (1) Корекции на цените могат да се направят, в случай че действителните приходи на енергийното предприятие осигуряват различен от прогнозния размер приходи за покриване на признатите невъзстановяеми разходи, като разликата се отразява в утвърдените необходими приходи на енергийното предприятие за следващия ценови период.

(2) Корекции на цените могат да се направят, в случай че действителните приходи на енергийното предприятие осигуряват различен от прогнозния размер приходи за покриване на разходите, свързани със задължения към обществото, като разликата се отразява в признатите необходими приходи на енергийното предприятие за следващия ценови период.

(3) Механизмът за заплащане на разходите, произтичащи от изпълнение на задължения към обществото на съответните енергийни предприятия, свързани със сигурността на снабдяването, включително за защита на обектите, представляващи критична инфраструктура в енергетиката, се определя с решение на комисията.

Чл. 40. (1) (Предишен текст на чл. 40 - ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Комисията има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като:

1. изменя разполагаемостта по чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката, както и количеството електрическа енергия на обществения доставчик, в съответствие с които производителите и/или общественият доставчик са длъжни да сключват сделки с крайните снабдители, при съобразяване с енергийния баланс с цел осигуряване на максимална защита на интересите на крайните клиенти и при спазване на принципа за осигуряване на

баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите;

2. изменя размера на технологични разходи на енергийните предприятия при производство, пренос и разпределение на електрическа енергия, като определя целевите им стойности при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите;

3. изменя признатия размер на други ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите.

(2) (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Комисията има право при необходимост да измени определените премии, но не по-често от веднъж на 6 месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар.

(3) (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) В случай на изменение на определените премии по ал. 2 комисията може да измени утвърдената за съответния регулаторен/ценови период цена за задължения към обществото.

(4) (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) В случай че обстоятелствата, обуславящи измененията по ал. 2 и 3, оказват влияние върху утвърдените цени на други енергийни предприятия, комисията може да измени и тези цени.

Глава четвърта

РЕД ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ, ОПРЕДЕЛЯНЕ И ИЗМЕНЕНИЕ НА ЦЕНИ

Чл. 41. (1) Енергийните предприятия подават заявления в комисията по утвърдени от нея образци за утвърждаване на:

1. необходимими приходи и цени, както и всички свързани с тях показатели и коефициенти 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. 41а. (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 удостоверявателните 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 удостоверявателни 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. 42. (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. 43. (1) (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) Към заявлението за утвърждаване на необходими приходи, цени и тарифни структури се представя информация за 12-месечен отчетен период, наречен базисна година.

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

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 и 5 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 решението на комисията по чл. 5;

4. информация по групи клиенти за базисната година, включително брой на клиентите, продажби на енергия, 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. документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

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

(4) Енергийните предприятия представят необходимите доказателства за достоверността на данните и информацията.

(5) Заявлението за утвърждаване на необходими приходи, респективно цени, съдържа данни за базисната година, прогнозна информация за новия ценови период (разходи, количества за осъществяване на лицензионната дейност, инвестиции и др.).

(6) Дружеството представя информация за планираните инвестиции по направления и групи обекти в съответствие с методиката по чл. 3, ал. 5.

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

(8) Дружеството трябва да представи подробен отчет за постигнатите резултати за изпълнението на инвестициите за всяка ценова година от регулаторния период и анализ по отношение на постигнатите показатели за качеството на енергията и обслужването на клиентите, както и промените в ефективността.

(9) Като неразделна част от заявленията за цени дружествата представят приложения със справки, които включват изискваната от комисията информация.

(10) Справките се представят на хартиен и цифров носител. Формата на справките е задължителна и не могат да бъдат изтривани редове и/или колони. Дружеството може да представя допълнителна информация извън задължителната по справките. Справките трябва да бъдат подписани от лице с представителна власт и от главен счетоводител и да бъдат подпечатани с печата на дружеството.

(11) По искане на комисията или при необходимост за допълнителна обосновка дружеството представя към заявлението допълнителна писмена информация относно ценообразуващите елементи.

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

Чл. 43а. (Нов – ДВ, бр. 52 от 2018 г.) Фонд "Сигурност на електроенергийната система" подава заявление, съдържащо информация за разходите му във връзка с чл. 34 и 35 от ЗЕ, както и приходите му по чл. 36д от ЗЕ за съответния период.

Чл. 44. (1) (Изм. – ДВ, бр. 52 от 2018 г.) Енергийните предприятия, спрямо които комисията прилага метод за регулиране "норма на възвръщаемост на капитала", могат да подават заявления за изменение на утвърдените цени по чл. 38, ал. 2.

(2) Към заявленията за изменение на утвърдените цени се прилага необходимата информация за доказване на обстоятелствата по 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. 45. (1) Енергийните предприятия, спрямо които комисията прилага методи за ценово регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2, подават заявление за утвърждаване на изменение на необходимите приходи и 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.

Чл. 46. Общественият доставчик, крайните снабдители и операторите на електропреносната мрежа и електроразпределителните мрежи в едномесечен срок преди подаване в комисията на заявлението за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени оповестяват в средствата за масова информация предложението си за утвърждаване на новите цени или за изменението на действащите цени.

Чл. 47. (1) Комисията в срок до два месеца след представяне на заявленията за утвърждаване и/или изменение на утвърдените цени, съответно за отстраняване на констатираните нередовности, на закрито заседание приема доклад и насрочва дата и час за провеждане на открито заседание за обсъждане на приетия доклад.

(2) Комисията оповестява доклада, датата и часа за провеждане на открито заседание на страницата си в интернет.

(3) На откритото заседание комисията обсъжда с енергийните предприятия доклада по ал. 1 и определя срок за представяне на становища и писмена обосновка на направените на откритото заседание възражения до 3 дни от датата на откритото заседание.

Чл. 48. В срок до 7 дни от датата на откритото заседание комисията провежда закрито заседание, на което приема проект на решение и насрочва дата за обществено обсъждане по чл. 14 от Закона за енергетиката.

Чл. 49. (1) За енергийните предприятия, спрямо които се прилага методът "норма на възвръщаемост на капитала", проектът на решение, съответно решението по чл. 52, ал. 1, 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 електрическа енергия и/или разполагаемост за следващия ценови период.

(2) В случай че извършеният анализ и оценка на представената информация от енергийното предприятие по чл. 44, ал. 1 и 2 не дават основание за изменение на утвърдените цени, комисията приема проект на решение, съответно решение по чл. 52, ал. 1, с което отказва да измени действащите цени.

Чл. 50. (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. 52, ал. 1, съдържа:

1. при започване на нов регулаторен период:

а) продължителността на следващия регулаторен период и нормата на възвръщаемост на капитала;

б) прогнозните необходими приходи на енергийните предприятия за първия ценови период;

в) (изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) прогнозните количества електрическа енергия за първия ценови 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 по чл. 3, ал. 2, т. 2;

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

в) (изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) прогнозните количества електрическа енергия 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. 17, комисията може да откаже утвърждаването им.

(3) В случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и 45, 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. 51. (1) Провеждането на процедура за обществено обсъждане по чл. 14 от Закона за енергетиката започва с оповестяване проекта на решение на страницата на комисията в интернет.

(2) Комисията обсъжда със заинтересованите лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката проекта на решение и определя срок за представяне на становища по него не по-кратък от 14 дни от датата на общественото обсъждане.

Чл. 52. (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 3-дневен срок от приемането им.

Чл. 53. (1) В случаите по чл. 40 комисията може да приеме съкратени процедури и срокове.

(2) Решението за изменение на цените влиза в сила от деня на приемането му от комисията и тя го публикува на страницата си в интернет.

Чл. 54. В срок до 7 дни след получаване на решенията на комисията за утвърждаване на нови цени обществените доставчици, крайните снабдители и операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи публикуват на интернет страницата си утвърдените им пределни цени, включително цените по тарифните структури, и цените, които ще прилагат по договорите с клиентите през следващия ценови период.

Чл. 55. (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) Алинея 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 два месеца 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 до 5 дни от датата на провеждането му.
- (7) В срок до 20 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 от Закона за енергетиката на приетия проект на решение.
- (10) След приключване на процедурата за обществено обсъждане на закрито заседание комисията приема решение.

Чл. 56. Лица, чиято дейност не подлежи на лицензиране съгласно Закона за енергетиката, но извършват сделки по регулирани цени, подават заявления по чл. 41, ал. 1, които се разглеждат от комисията по реда на тази глава.

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. По смисъла на наредбата:

1. "Базисна година" е предходната календарна година или 12-месечен период, предхождащ внасянето на предложението, за който енергийното предприятие предоставя информация за лицензираната услуга, използвана като основа за определяне на цени.
2. "Динамично променяща се генерация" е производство на електрическа енергия, което е труднопредвидимо в деня преди доставката поради неконтролируемо и динамично променящ се първичен енергиен източник.
3. "Електрическа енергия" е активната електрическа енергия.
4. "Коефициент за подобряване на ефективността" е целева величина, изразяваща относителното намаляване на разходите на енергийните предприятия за осъществяване на съответната лицензионна дейност.
5. "Необходими годишни приходи за дейностите обществена доставка и крайно снабдяване" са икономически обоснованите разходи и възвръщаемост, необходими на енергийното предприятие за предоставяне на услугата по лицензията с определено качество.
6. "Необходими приходи" са икономически обоснованите 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 инвестиция капитал, изразена като процент от този капитал.
- 7а. (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) "Пазар ден напред" е организиран пазар в обхвата на лицензията за организиране на борсов пазар на електрическа енергия по чл. 39, ал. 1, т. 6 от ЗЕ.
8. "Полезен живот" е срокът, за който комисията приема, че даден актив може да бъде амортизиран.
9. "Призната стойност на активите" е признатата от комисията стойност на всички активи на енергийното предприятие, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.
10. "Променливи разходи" са тези разходи, чиято стойност се променя в зависимост от количествата произведена, пренесена или продадена енергия.
11. "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.
12. "Реактивна електрическа енергия" е енергията, произведена и доставена от генераторите за определен

период от време, способна да поддържа напрежението и електромагнитното поле, измервана във varh и неговите производни.

13. "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.

14. (Изм. – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) "Регулаторен период" е периодът между два регулаторни прегледа, който започва от първи юли на съответната година и е с продължителност:

а) от обикновено 1 година за енергийните предприятия, за които се прилага методът по чл. 3, ал. 2, т. 1;

б) от 2 до 5 години за енергийните предприятия, за които се прилага методът по чл. 3, ал. 2, т. 2;

в) от 1 година за енергийните предприятия, които осъществяват дейностите "обществена доставка на електрическа енергия" или "снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител".

15. "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 обосноваването на разходи и възвръщаемост на капитала или компонента за дейностите по съответните лицензии;

б) продължителността на регулаторния период при регулиране чрез стимули, 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.

16. "Структура на капитала" се характеризира от относителните дялове на собствения и на привлечения капитал в общия размер на капитала на енергийното предприятие.

16а. (Нова – ДВ, **бр. 52 от 2018 г.**) "Съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за съответен период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар" е налице, ако това изменение е в размер над 15 на сто.

17. "Тарифна структура" е система от цени при продажба на електрическа енергия или предоставяне на услуга, приходите от които съответстват на необходимите приходи за съответната дейност.

18. "Тарифна цена" е всяка отделна цена от тарифната структура.

19. "Условно-постоянни разходи" са тези, които не се променят при промяна в количествата произведена или пренесена енергия.

20. "Услуги, свързани с лицензионната дейност" са други услуги, извършвани от дружеството, които са необходими за осъществяване на дейността по лицензията.

21. (Отм. – ДВ, бр. 52 от 2018 г.).

22. (Отм. – ДВ, бр. 52 от 2018 г.).

23. "Ценови период" е период, през който цените остават непроменени от комисията – обикновено дванадесет месеца.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. Заварените към датата на влизане в сила на наредбата административни производства се довършват по реда на тази наредба.

§ 3. Общественият доставчик, крайните снабдителите и операторите на електропреносната мрежа и електроразпределителните мрежи в срок до 3 дни от деня на обнародване на наредбата в "Държавен вестник" оповестяват в средствата за масова информация предложението си за утвърждаване на новите цени или за изменението на действащите цени за регулаторния/ценовия период 1.07.2017 г. – 30.06.2018 г., в случай че не са го направили по-рано по реда на чл. 36а, ал. 1 от Закона за енергетиката.

§ 4. Наредба № 1 от 2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (обн., ДВ, бр. 33 от 2013 г.; изм. и доп., бр. 17 от 2014 г., бр. 4 от 2015 г.; изм. с Решение № 11674 от 5.11.2015 г. на Върховния административен съд на Република България – бр. 20 от 2016 г.; изм. с Решение № 13033 от 1.12.2016 г. на Върховния административен съд на Република България – бр. 100 от 2016 г.) се отменя.

§ 5. Наредбата се приема на основание чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката и чл. 32 от Закона за енергията от възобновяеми източници и е в съответствие с изискванията на Директива 2009/72/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г.

§ 6. Тълкуване или указания по прилагане на наредбата се дават с решение на комисията.

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

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

към Наредбата за изменение и допълнение на Наредба № 1 от 2017 г.

за регулиране на цените на електрическата енергия

(ДВ, бр. 52 от 2018 г.)

§ 32. (1) Регулаторният период на енергийните предприятия, който изтича преди, съответно след 30.06.2018 г., се удължава до 30.06.2019 г.

(2) За енергийните предприятия по ал. 1 комисията определя премии като разлика между действащите към датата на влизане в сила на тази наредба преференциални цени на предприятията и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин.

§ 33. За енергийни предприятия, за които комисията за първи път утвърждава и/или определя цени, регулаторният период е с продължителност, посочена в решението на комисията, която може да бъде по-кратка от 1 година.

§ 34. Заварените към датата на влизане в сила на наредбата административни производства се довършват по реда на тази наредба.

.....