
УКАЗАНИЯ
на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране за
образуване на цените за пренос на електрическа енергия през
електроразпределителните мрежи при регулиране чрез метода
„горна граница на приходи” за втория регулаторен период

ГЛАВА ПЪРВА
ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

1. С тези указания се определят начина за образуване на цените за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи при регулиране чрез метода „горна граница на приходи”, изискванията за вида, формата и съдържанието на необходимата за ценообразуването информация, която електроразпределителните дружества (ЕРД) задължително представят при подаване на заявления за утвърждаване на цени, както и за техните годишните корекции по време на регулаторния период.
2. Настоящите указания се основават върху основните параметри, залегнали в Указанията на ДКЕВР за образуване на цените на електрическата енергия на електроразпределителните дружества при регулиране чрез „горна граница на приходите”, приети с протоколно решение № 34/02.06.2004 г., като същевременно отчитат извършеното юридическо разделяне на дейностите по разпределение и снабдяване.
3. Основните общи изисквания за цените и техните корекции във връзка с прилагането на метода на регулиране „горна граница на приходите” са регламентирани в Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия (Наредбата) и са детайлно развити в настоящите указания.
4. Цените за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи се регулират чрез метода “горна граница на приходи”, при който комисията утвърждава необходимите годишни приходи на ЕРД за дейността разпределение на електрическа енергия за първата година от втория регулаторен период и ги изменя в края на всяка година от този период в съответствие със следната формула:

$$НП_t = НП_{t-1} \cdot (1 + И - X) \pm Z, \quad (1)$$

където:

- НП* - необходимите годишни приходи на дружество;
- И* - инфлацията за предходен период, която влияе върху разходите на електроразпределителното дружество;
- t* - съответна година от регулаторния период;
- X* - коефициент за подобряване на ефективността;
- Z* - абсолютна стойност на разликата между прогнозни и отчетени разходи за предишен ценови период, при което 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 за разлики в разходите за покупка и продажба на електрическа енергия, както и за разлика в разходи, предизвикана от промяна в броя на потребителите.

-
5. В края на всяка година от втория регулаторен период утвърдените необходими годишни приходи на ЕРД се коригират от комисията, като признатите необходими годишни приходи се изменят в зависимост от изпълнението на определените от комисията целеви показатели и инвестиции.
 6. Вторият регулаторен период е с продължителност пет години.
 7. Заявлението за утвърждаване на необходими приходи, респективно цени за първата година от втория регулаторен период съдържа данни за базисната година, прогнозна информация за първия ценови период (инвестиции, разходи, количества за осъществяване на лицензионната дейност и др.)
 8. Като неразделна част от заявленията за цени, дружествата представят приложения със справки, които включват минималните изисквания на комисията за информация.
 9. 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.
 10. По искане на комисията или при необходимост за допълнителна обосновка, дружеството представя към заявлението допълнителна писмена информация относно ценообразуващите елементи.

ГЛАВА ВТОРА

НЕОБХОДИМИ ПРИХОДИ

Раздел I

Резултати от базисната година

11. Базисна година е предходната календарна година, предхождаща внасянето на заявлението за цени. За втория регулаторен период базисната година е 2007 г.
12. Дружеството трябва да представи отчетна информация за всички приходи, разходи, активи и пасиви за базисната година. Отчетната информация трябва да е разработена в съответствие с изискванията на чл. 37 от ЗЕ за отделна отчетност между регулираните и нерегулираните дейности.
13. Приходите от регулирана дейност включват без ограничение приходи от пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа и приходи от присъединяване на потребители към електроразпределителната мрежа.
14. ЕРД трябва да представи в комисията резултати от базисната година за технологичните разходи за разпределение и за количествата пренесена енергия през електроразпределителната мрежа, както е показано в Справка №3А

Раздел II

Необходими годишни приходи

15. Предложенията за утвърждаване на цени за втория регулаторен период се базират на необходимите годишни приходи на дружеството. Необходимите годишни приходи за дейностите по пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи не включват приходи за присъединяване на потребители и обратното.
16. Необходимите годишни приходи (*НП*) се определят по следната формула:

$$НП = P + (РБА \cdot НВ), \quad (2)$$

където:

НП - необходими годишни приходи, хил.лв.;

P - годишни разходи за дейността по лицензията, хил.лв.;

РБА - регулаторна база на активите, хил.лв.;

НВ - норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

Раздел III Регулаторна база на активите

17. Регулаторната база на активите е базата за определяне на възвръщаемостта на капитала за дейността разпределение на електрическа енергия. Регулаторната база на активите се изчислява в съответствие с чл. 14 на Наредбата по следната формула:

$$РБА = A - \Phi - A_m + OK + I, \quad (3)$$

където:

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

A - призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, хил.лв.;

Φ - балансова стойност на активите, които са придобити по **безвъзмезден** начин (чрез финансираня), хил.лв.;

A_m - амортизацията, определена за регулаторни цели за периода на използване на активите за извършване на лицензионната дейност, хил.лв.;

OK - необходим оборотен капитал, хил.лв.;

I - прогнозният среден номинален размер на инвестициите, одобрени от комисията, които ще бъдат извършени през втория регулаторен период, хил.лв.

18. Призната стойност на активите (*A*) е признатата от комисията отчетна стойност на активите към края на базисната година, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията. За втория регулаторен период признатата стойност на активите не включва преценка на дълготрайни (нетекущи) активи, извършена съгласно Закона за счетоводството и Международните стандарти за финансова отчетност, извършена по време на първия регулаторен период.

19. В признатата стойност на дълготрайните (нетекущи) активи (*A*) не се включват:

а) разходи за придобиване на активи, под формата на незавършено строителство;

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

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

г) активи, придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от потребители и др.;

д) стойността на активи, придобити през предходния регулаторен период, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи;

е) активи, които имат остатъчна стойност и предстои да бъдат изведени от експлоатация през съответната година на регулаторния период.

20. Амортизацията на активите (*A_m*), определена за регулаторни цели се изчислява чрез прилагане на линеен метод. Полезният живот на активите се определя и обосновава от дружеството на основата на техническия и икономически живот на активите.

21. Необходимият оборотен капитал (*OK*) представлява средногодишна капиталова сума, използвана в процеса на финансиране на дейността на ЕРД.

21.1. Необходимият оборотен капитал в регулаторната база отразява резултатите от проучване за необходимите средства за поддържане 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. Дружеството представя проучването, като елемент от предложението за цени.

21.2. В случай, че за втория регулаторен период дружеството не представи информация по предходната точка или комисията приеме направеното проучване по т. 21.1 за необосновано, *OK* се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност. Тези парични разходи не включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

22. Прогнозният средногодишен номинален размер на инвестициите (*I*), които ще бъдат извършени през втория регулаторен период се представя по години, като в него не се включват инвестиции, чрез които се създават или придобиват активи по смисъла на т.19(справка № 2D).

22.1. Прогнозният среден номинален размер на инвестициите, които ще бъдат извършени през втория регулаторен период, се изчислява по следната формула:

$$I = (I_1 + I_2 + \dots + I_n)/n, \quad (4)$$

където:

$I_{1,2,\dots,n}$ – предвиждани нетни инвестиции през съответната година, лева

n – брой години през регулаторния период.

22.2. Регулаторната база на активите включва подробно обосновани от дружеството инвестиции, одобрени от комисията. Дружеството представя информация за планираните за втория регулаторен период инвестиции, по направления и групи обекти в съответствие с приета от комисията „Методика за отчитане на изпълнението на целевите показатели за качеството на електрическата енергия, качеството на обслужването на разпределителните предприятия и обществените снабдители/крайни снабдители”.

22.3. Обосновката на предложените за утвърждаване инвестиции включва постигането на конкретни цели, 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.

23. Дружеството трябва да представи подробен отчет и анализ за изпълнението на инвестициите и постигнатите резултати за първия регулаторен период по отношение на качеството на енергията и обслужването на клиентите, както и промените в ефективността.

24. Комисията изисква дългосрочна целева капиталова структура от 50% собствен и 50% привлечен капитал, която ще се прилага от началото на третия регулаторен период, поради което ЕРД трябва да използват привлечен капитал за финансирането на инвестициите през втория регулаторен период.

Раздел IV **Възвръщаемост на капитала**

25. Нормата на възвръщаемост на капитала е равна на средно претеглената цена на капитала (СПЦК). СПЦК е определената от комисията норма на възвръщаемост на собствения капитал и норма на възвръщаемост на привлечения капитал на дружеството, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в утвърдената от

комисията целева капиталова структура. Нормата на възвращаемост на капитала се определя за целия капитал на дружеството.

26. Нормата на възвращаемост на капитала се изчислява като реална норма преди данъчно облагане за регулаторния период съгласно чл. 15 от Наредбата, по следната формула:

$$NB = D_{СК} \cdot \left(\frac{NB_{СК}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + D_{ПК} \cdot NB_{ПК}, \quad (5)$$

където:

NB - норма на възвращаемост на капитала преди данъчно облагане за целия регулаторен период, %;

D_{СК} - дял на собствения капитал в общия капитал средно за регулаторния период;

NB_{СК} - норма на възвращаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;

ДС - данъчна ставка на корпоративният данък върху печалбата, %;

D_{ПК} - дял на привлечения капитал в общия капитал средно за регулаторния период;

NB_{ПК} - норма на възвращаемост на привлечения капитал, %.

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

28. Комисията определя нормата на възвращаемост на капитала при отчитане на фактори, като: сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на предприятието, финансова история на предприятието.

29.1. Комисията определя пазарна цена на привлечения капитал, на основата на статистически данни за пазарните ѝ величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

29.2. За втория регулаторен период комисията използва последните годишни баланси, отразяващи съотношението между собствения и привлечения капитал и очакваното ниво на инвестиции през регулаторния период, за да определи подходящата целева капиталова структура.

30. За втория регулаторен период, комисията определя нормата на възвращаемост на капитала, преди данъчно облагане като не по-ниска от 12%.

Раздел V

Разходи за лицензионната дейност

31. Групите разходи за регулаторни цели и тяхната аналитичност се определят в съответствие с изискванията на чл. 37 от ЗЕ. ЕРД предоставят справки за разходите, така че всеки разход да може да бъде идентифициран за нуждите на ценообразуването и за аргументиране на предложението за утвърждаване на цени.

32. За целите на ценообразуването разходите за лицензионната дейност се разделят по нива на напрежение и разходни центрове.

33. ЕРД класифицират и разделят разходите си на постоянни и променливи. Постоянни разходи са тези, които не се променят при промяна в количествата пренесена енергия.

Променливи са тези разходи, чиято стойност се променя в зависимост от количествата пренесена енергия.

34. Групите разходи по предходните точки се представят по икономически елементи, като във всяка група разходи се изброяват конкретно всички видове разходи. Дружествата посочват по отделно разходите за регулирани и нерегулирани дейности със съответните им отчетни и прогнозни стойности на съвместима годишна база.

35. В годишните текущи разходи не се включват финансови разходи, разходи за данък върху печалбата и разходи за бъдещи периоди, които са част от отчета за приходите и разходите, разходите за загуби от обезценки, текущи разходи за начислени провизии по смисъла на чл. 38 и чл. 39 от Закона за корпоративно подоходно облагане (с изключение на тези по т. 37 от тези Указания), текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси, санкции и/или глоби, наложени от държавни органи или от комисията, както и лихви за забавяне, неустойки и други плащания, свързани с неизпълнение по сключени договори, разходи за дарения и неизползвани отпуски, разходите по чл. 204 на Закона за корпоративното подоходно облагане, както и разходите за начислен данък върху тях по чл. 216 от ЗКПО.

36. ЕРД прогнозират годишните си разходи при съобразяване с утвърденото ниво на разходите за дейността през предходния регулаторен период, резултатите от базисната година и очаквани промени в потреблението, данъци и застраховки, амортизацията и др. С предложението за утвърждаване на цени дружествата представят подробна писмена обосновка за начина на прогнозиране на годишните разходи.

37. Комисията може да коригира необходимите годишни приходи със средногодишен размер за несъбираеми приходи, възникнали през предходния регулаторен период, след като ЕРД представи доказателства за причините, поради които те са възникнали, както и обосновка на приложените критерии за класифицирането им като такива. Корекцията във всички случаи е по-малка от 3% от необходимите годишни приходи. ЕРД трябва да представи план за намаляване на несъбираемите приходи.

38. За втория регулаторен период одобрените технологични разходи за разпределение са равни на одобрените технологични разходи за първия регулаторен период минус 3%.

39. Годишните разходи за амортизации се изчисляват на основата на обосноваван от дружеството икономически и технически полезен живот на активите, чрез прилагане на линеен метод за амортизация (Справка № 4)

40. Средната стойност на разходите за амортизации за инвестиции се изчислява по следната формула:

$$A_{m_{cp}} = (A_{m_1} + A_{m_2} + \dots + A_{m_n}) / n, \quad (6)$$

където:

$A_{m_{1,2,\dots,n}}$ - разходи за амортизация за съответната година от регулаторния период,
лева;

n – брой години в регулаторния период.

ГЛАВА ТРЕТА

СТОЙНОСТ НА УСЛУГАТА

Раздел I

Разпределяне на необходимите приходи за лицензионната дейност по услуги и групи потребители

41. ЕРД предоставят на комисията разпределение на необходимите приходи за първата година от втория регулаторен период по услуги в рамките на дейността по лицензията.
42. ЕРД разпределя разходите и активите между отделните видове услуги, като тези разходи и активи, които могат да бъдат отнесени пряко към съответната услуга се разпределят единствено към нея. За разходите и активите, които не могат да бъдат разпределени пряко към някоя от услугите на лицензионната дейност, дружеството предлага за утвърждаване от комисията икономически обосновава база за разпределението им.
43. ЕРД обосновава предложената база за разпределение на разходите и активите на основата на причинно – следствената връзка с обекта на калкулиране на стойността на услугата.
44. ЕРД предлагат услугите, за които да се прилага отделно ценообразуване в рамките на лицензионната дейност. За целите на ценообразуването, стойността на услугата включва разходи и активи, които съответстват на изискванията на Наредбата и Указанията.
45. Предоставяните услуги в дейността разпределение включват без ограничение:
- а) достъп и разпределение на електрическа енергия;
 - б) изключване/повторно включване на потребители;
 - в) присъединяване на нови потребители и производители.
46. ЕРД може да предлага разделянето на потребителите по групи за всяка услуга, за която има отделна цена, като обосновава проучването за стойността на услугата и разпределението на отделните елементи на необходимите приходи по групи потребители.

Раздел II Цени и тарифна структура

47. За втория регулаторен период, ЕРД образуват цени, както следва: цена за достъп до електроразпределителната мрежа и цени за пренос на електрическата енергия през съответната електроразпределителна мрежа..
48. Цената за достъп до разпределителната мрежа, се определя като единна за всички потребители присъединени на средно и ниско напрежение.
49. Цената за достъп, се определя по следната формула:

$$Ц_{дост.} = \frac{НП_{дост.}}{Е_{рм}}, \quad (7)$$

където:

$Ц_{дост.}$ - цена за достъп до разпределителната мрежа, лв./кВтч;

$НП_{дост.}$ – необходими приходи на ЕРД за достъп, разпределени към всички клиенти присъединени към разпределителната мрежа, лева.

$Е_{рм}$ - прогнозно потребление на електрическа енергия от всички потребители присъединени към разпределителната мрежа, кВтч.

50. Цената за достъп до разпределителната мрежа се заплаща от всички потребители, присъединени на средно и ниско напрежение.
51. Цената за пренос през разпределителната мрежа, се определя по нива на напрежение – средно и ниско. Потребителите заплащат цена за пренос по разпределителната мрежа на средно или на ниско напрежение в зависимост от това, на какво ниво на напрежение са присъединени.
52. Цената за пренос през разпределителната мрежа на средно напрежение се определя по следната формула:

$$Цр.сн = \frac{НП.сн}{Есн}, \quad (8)$$

където:

Цр.сн - цена за разпределение на средно напрежение, лв./кВтч;

НП.сн – необходими приходи на ЕРД, отнесени към дейността разпределение на електрическа енергия по електроразпределителна мрежа високо и средно напрежение, лева;

Есн - прогнозно потребление на електрическа енергия от потребители на средно напрежение и доставената енергия в мрежа ниско напрежение, кВтч.

53. Цената за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение се определя по следната формула:

$$Цр.нн = \frac{(НПразпр. - Пр.сн)}{Енн}, \quad (9)$$

където:

Цр.нн - цена за разпределение на ниско напрежение, лв./кВтч;

НП.разпр. – необходими приходи за услугата по разпределение на електрическа енергия по електроразпределителна мрежа високо, средно и ниско напрежение, лева;

Пр.сн - приходи от потребители на електрическа енергия по мрежа високо и средно напрежение за услугата разпределение, лева;

Енн - прогнозни продажби на потребители ниско напрежение, кВтч.

54. Цените за достъп и пренос са еднокомпонентни докато ЕРД направи друго предложение - за многокомпонентни цени, придружено от съответната аргументация.

ГЛАВА ЧЕТВЪРТА

ГОДИШНИ КОРЕКЦИИ НА ЦЕНИТЕ ПО ВРЕМЕ НА РЕГУЛАТОРНИЯ ПЕРИОД

55. Утвърдените необходими приходи на ЕРД за първата година от втория регулаторен период се коригират в края на всяка ценова година от регулаторния период, както е описано по-долу. Всички други промени в необходимите приходи се извършват при следващия регулаторен преглед и се отразяват в необходимите приходи на ЕРД за следващия регулаторен период.

56. За втория регулаторен период ежегодното коригиране се извършва в съответствие със следната формула:

$$НП_t = НП_{t-1} \cdot (1 + И - X) \pm Z - Y, \quad (10)$$

където:

НП- необходимите годишни приходи на ЕРД за съответния ценови период от регулаторния период, лева;

И - инфлацията за предходен период, която влияе върху разходите на електроразпределителното дружество;

t – съответната година от регулаторния период;
 X - коефициент за подобряване на ефективността, който изразява относителното намаляване на разходите;

Z – корекция за разлики между прогнозни и фактически количества електрическа енергия и цени през предходната година;

Y – корекция за неизпълнение на показателите за качество на енергията и обслужването и инвестициите.

57. Корекцията с фактора Z представлява корекция за непредвидени и неконтролируеми разходи за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи, които са били необходими на ЕРД за осигуряване на непрекъснато снабдяване на потребителите.

58. Годишните корекции за разлики между прогнозни и фактически количества електрическа енергия и цени през предходната година (Z_t), се изчисляват по следната формула:

$$Z_t = \left[E_{\text{прен.}}^{\text{прог.}} \cdot (C_{\text{прен.}}^{\text{утв.}} + C_{\text{достъп}}^{\text{утв.}}) - E_{\text{прен.}}^{\text{прог.}} \cdot \frac{TP_{\text{одоб.}}}{1 - TP_{\text{одоб.}}} \cdot C_{\text{купт.тех.}}^{\text{утв.}} \right]_{t-1} - \left[E_{\text{прен.}}^{\text{факт.}} \cdot (C_{\text{прен.}}^{\text{факт.}} + C_{\text{достъп}}^{\text{утв.}}) - E_{\text{прен.}}^{\text{факт.}} \cdot \frac{TP_{\text{одоб.}}}{1 - TP_{\text{одоб.}}} \cdot C_{\text{купт.тех.}}^{\text{факт.}} \right]_{t-1} \pm P_{\text{пр.пер.}(t-2)}$$

където:

$E_{\text{прен.}}^{\text{прог.}}$ - прогнозните количества електрическа енергия пренесена през електроразпределителната мрежа, кВтч;

$C_{\text{прен.}}^{\text{утв.}}$ - утвърдената средна цена за разпределение, лв./кВтч;

$C_{\text{достъп}}^{\text{утв.}}$ - утвърдената цена за достъп лв/кВтч;

$E_{\text{куп.техн.}}^{\text{прог.}}$ - прогнозните количества електрическа енергия, купена за технологични разходи, кВтч;

$C_{\text{куп.техн.}}^{\text{утв.}}$ - утвърдената цена, по която обществения доставчик продава електрическа енергия, за покриване на технологичните разходи, лв./кВтч;

$E_{\text{прен.}}^{\text{факт.}}$ - фактически пренесената електрическа енергия през електроразпределителната мрежа, кВтч;

$C_{\text{прен.}}^{\text{факт.}}$ - фактически средна цена за разпределение, лв./кВтч;

$TP_{\text{одоб.}}$ - одобрени технологични разходи за разпределение за регулаторния период, %;

$C_{\text{куп.техн.}}^{\text{факт.}}$ - фактическа средна цена, по която обществения доставчик продава електрическа енергия, за покриване на технологичните разходи, лв./кВтч;

$P_{\text{пр.пер.}(t-2)}$ - корекция за непокрити или надвзети разходи за закупуване на енергия през годината, предхождаща настоящата корекция, лева;

t – ценовия период.

59. Фактически пренесената електрическа енергия през електроразпределителната мрежа включва отчетените количества електрическа енергия доставена на потребители за месеците от началото на ценовия период до края на месеца, предхождащ внасянето на предложението за корекции, и прогнозните количества доставена до клиенти електрическа енергия до края на ценовия период.

60. Фактическа средна цена за пренос на електрическа енергия - е средно претеглена цена за пренос на електрическа енергия по количества и утвърдени цени за пренос на електрическа енергия през съответните части на разпределителната мрежа, изчислена за

месеците от началото на ценовия период до края на месеца, предхождащ внасянето на предложението за корекции, и прогнозна средна цена за пренос до края на ценовия период.

61. Корекцията за недовзети или надвзети разходи за закупуване на електрическа енергия за компенсиране на технологичните разходи през ценовия период, предхождащ настоящата корекция (година $t-2$), отразява разликата между прогнозни и фактически количества и цени за периода между внасянето на предходното предложение за корекции и края на предходната година (година $t-1$). Тази корекция се прилага от третата година на втория регулаторен период.

62. Коефициентът за подобряване на ефективността (X) се определя на базата на относителното намаляване на разходите, постигнато от ЕРД през предходния регулаторен период и сравнения с други ЕРД в България и региона.

63. Необходимите приходи на ЕРД се намаляват при неизпълнение на показателите за качество на електрическата енергия и обслужването през предходната година, определени в условията на лицензията за разпределение на електрическа енергия.

64. Целевите показатели за качество на електрическата енергия и качеството на обслужване на разпределителните предприятия, са следните:

а) показатели за проверка за отклонения в качеството на доставяната електрическа енергия по искане на потребител;

б) показатели за непрекъснатост на снабдяването;

в) отклонение на напрежението;

г) време за получаване на обоснован отговор на жалба, молба, оплакване на писмено запитване от потребител;

д) време за проверка на средството за търговско измерване по искане на потребител;

е) време за подмяна на средството за търговско измерване;

ж) време за коригиране на грешка от отчитане на средство за търговско измерване;

з) време необходимо за изготвяне на предварителен договор и писмено становище за условията за присъединяване на потребител

65. Конкретните показатели по т. 64 се определят за всеки регулаторен период с решение на комисията, съгласно приета „Методика за отчитане изпълнението на целевите показатели за качеството на електрическата енергия и качеството на обслужването на разпределителните предприятия и обществените снабдители/крайни снабдители”.

66. Указанията са разработени на основание чл. 36, ал. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 5, ал. 8 от Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия, приети са с протоколно решение на ДКЕВР № 37/18.02.2008 г., т.1 и отменят Указанията на ДКЕВР за образуване на цените на електрическата енергия на електроразпределителните дружества при регулиране чрез горна граница на приходите, приети с протоколно решение № 34/02.06.2004 г. в частта относно параметрите за втория регулаторен период.