



РЕШЕНИЕ

№ Ц - 19

от 01.07.2017 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 01.07.2017 г., след като разгледа заявление с вх. № Е-13-01-39 от 31.03.2017 г., подадено от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД), заявления с вх. № Е-13-41-38 от 31.03.2017 г. и вх. № Е-13-41-39 от 31.03.2017 г., подадени от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД), заявление с вх. № Е-13-62-25 от 31.03.2017 г., подадено от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, заявление с вх. № Е-13-47-12 от 31.03.2017 г., подадено от „ЧЕЗ Електро България“ АД, заявление с вх. № Е-13-48-31 от 31.03.2017 г., подадено от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД (с ново наименование „Електроразпределение Юг“ ЕАД), заявление с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2017 г., подадено от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-45-30 от 31.03.2017 г., подадено от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, заявление с вх. № Е-13-46-13 от 31.03.2017 г., подадено от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, заявление с вх. № Е-14-24-9 от 31.03.2017 г., подадено от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, заявление с вх. № Е-13-12-8 от 31.03.2017 г., подадено от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и заявление с вх. № Е-13-17-4 от 30.03.2017 г., подадено от „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД, допълнителна информация, постъпила с: писма с вх. № Е-13-09-7 от 30.03.2017 г., вх. № Е-13-09-13 от 03.05.2017 г. и вх. № Е-13-09-14 от 12.05.2017 г. от „ЕРП Златни Пясъци“ АД и писмо с вх. № Е-13-77-4 от 29.03.2017 г. от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД, събраните данни и доказателства от проведените на 06.06.2017 г. открито заседание и на 13.06.2017 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) осъществява регулиране на цените в случаите, предвидени в този закон. По силата на чл. 30, ал. 1, т. 1, 5, 6, 9, 10, 13 и 17 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежат цените:

– по които производителите в рамките на определената им от Комисията разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ продават електрическа енергия на обществения доставчик;

– по които общественият доставчик продава електрическа енергия на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за покриване на технологичните разходи по преноса;

– по които общественият доставчик продава на крайните снабдители изкупената на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ електрическа енергия;

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

– за достъп и/или за пренос през електропреносната мрежа;

– за достъп и/или за пренос през електроразпределителните мрежи;

– цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, участват в компенсирани на разходите по чл. 35 от ЗЕ.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от ЗЕ Комисията определя за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за студен резерв въз основа на тръжна процедура.

С Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР са утвърдени цените на електрическата енергия на дружествата в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г., които са изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР.

При утвърждаване на цените на енергийните предприятия, получили лицензия за дейностите „производство на електрическа енергия“ и „пренос на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период не по-кратък от една година. При прилагането на този метод за ценово регулиране Комисията по аргумент от чл. 3, ал. 2, т. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата) извършва следващ регулаторен преглед при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи.

За дружествата, получили лицензия за дейността „разпределение на електрическа енергия“, Комисията прилага метод за ценово регулиране „горна граница на приходи“. По отношение на тези дружества към момента посоченият метод се прилага в рамките на четвърти регулаторен период. За електроразпределителните дружества с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. КЕВР, считано от 01.08.2015 г., е утвърдила приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“ с продължителност на регулаторния период – 3 години, както и цени и необходими приходи за първата година от този период. Последните на основание чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ могат да бъдат изменяни в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от Наредбата.

Назначената със Заповед № 3-Е-68 от 04.05.2017 г. на председателя на КЕВР работна група е извършила анализ на данните, съдържащи се в подадените от енергийните дружества заявления и постъпилите допълнителни писма. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-311 от 26.05.2017 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 112 от 31.05.2017 г., т. 3. В изпълнение на разпоредбата на чл. 47 от НРЦЕЕ е проведено открито заседание на 06.06.2017 г. На основание чл. 48 от НРЦЕЕ Комисията с решение по Протокол № 123 от 09.06.2017 г., т. 2 е приела проект на решение за утвърждаване на цени на електрическата енергия, който е подложен на 13.06.2017 г. на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведените открито заседание и обществено обсъждане от енергийните дружества са постъпили становища и възражения, както следва: с вх. № Е-13-01-54 от 08.06.2017 г. и вх. № Е-13-01-58 от 08.06.2017 г. от НЕК ЕАД, с вх. № Е-13-41-55 от 05.06.2017 г. от ЕСО ЕАД, с вх. № Е-13-62-58 от 06.06.2017 г. и вх. № Е-13-62-60 от 20.06.2017 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, с вх. № Е-13-47-28 от 06.06.2017 г. и вх. № Е-13-47-32 от 20.06.2017 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, с вх. № Е-13-262-4 от 07.06.2017 г. и вх. № Е-13-262-6 от 20.06.2017 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-49-21 от 07.06.2017 г. и вх. № Е-13-49-21 от 20.06.2017 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, с вх. № Е-13-45-50 от 08.06.2017 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, с вх. № Е-13-46-23 от 08.06.2017 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и с вх. № Е-13-09-17 от 08.06.2017 г. от „ЕРП Златни Пясъци“ АД, които Комисията е разгледала и обсъдила по-долу в мотивите на настоящото решение.

Във връзка с проведеното обществено обсъждане са постъпили становища и възражения от заинтересовани лица, както следва:

С писмо с вх. № Е-13-120-7 от 23.06.2017 г. „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД е представило становище, както следва: Дружеството възражава срещу липсата на изготвен от страна на КЕВР ясен и недискриминационен механизъм за определяне на необходимите приходи и тарифната структура на ЕСО ЕАД във връзка с цената за достъп до електропреносната мрежа, дължима от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия. Производителят посочва, че не са ясни принципът и методологията, които

са използвани, за да се обоснове размерът на разходите на ЕСО ЕАД, които според Комисията се предизвикват само и единствено от тези производители, и не е ясно разходи за какви допълнителни услуги се признават при определянето на цената за достъп на производителите на електрическа енергия от ВИ (от вятърна и слънчева енергия). Дружеството посочва, че липсва анализ и оценка на разходите на ЕСО ЕАД за предходния ценови период, както и обосновка защо вятърните и фотоволтаичните електроцентрали (ВяЕЦ и ФЕЦ) следва да заплащат една и съща цена за достъп. „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД не приема производителите на електрическа енергия от ВяЕЦ и ФЕЦ да заплащат повторно за разходи, за които няма ясни доказателства, че се предизвикват само и единствено от ВяЕЦ и ФЕЦ. Дружеството счита, че цената е определена общо за ВяЕЦ и ФЕЦ, без да бъдат отчетени значителните разлики в размера на определените им преференциални цени и в общата инсталирана мощност и без яснота как и на какви изходни данни е предвидено признаването на общо посочен размер на необходимите приходи на оператора.

С писмо с вх. № Е-04-00-68 от 26.06.2017 г. Българската ветроенергийна асоциация (БВА) е представила становище, както следва: Според БВА в доклада липсва обосновка от страна на КЕВР за икономическата обосновааност на изходните данни от ЕСО ЕАД, свързани с утвърждаването на цената за достъп на производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, както и аргументация за подхода и методологията при определянето им, като тази липса на прозрачност лишава заинтересованите страни, както от яснота относно начина на формиране на цената за достъп, така и от възможността да коментират възприетите ценообразуващи елементи. Сдружението счита съвместното разглеждане на двата вида производители (от вятърна и слънчева енергия) при определянето на цената за достъп до електропреносната мрежа за неправилно и незаконосъобразно поради съществената разлика между тях по отношение на общата производствена мощност и на изкупните цени. БВА подчертава, че определянето на цена за достъп за ВяЕЦ и ФЕЦ е незаконосъобразно и неправилно, тъй като въвежда дискриминационна мярка. Асоциацията не приема единствено производителите от вятърна и слънчева енергия да заплащат цена за достъп и то в еднакъв размер с аргумента, че по този начин тези производители заплащат повторно разходи, които вече са покрити чрез цената за достъп до електропреносната мрежа, заплащана от крайните клиенти, включително от всички производители на електрическа енергия в качеството им на потребители. Напомня, че разходите, които възникват във връзка с производството на електрическа енергия от ВИ, наред с разходите за изкупуване на тази енергия съгласно ЗЕ, се разпределят върху всички потребители чрез т.нар. цена за задължения към обществото. БВА твърди, че след като основанието за новоформираната цена е закупуването на допълнителни резервни мощности от страна на ЕСО ЕАД и доколкото не са посочени активи на ЕСО ЕАД, участващи при предоставянето на услугата, липсва основание за формиране на норма на възвръщаемост за този разход в противоречие с чл. 10 от НРЦЕЕ. Според асоциацията противно на заложените в действащите ПТЕЕ принципи единствено производителите на енергия от ВИ ще понесат тежестта на разходите за балансиране, като същевременно ще заплащат и цена за небаланс, което от своя страна е нарушение на ЗЕВИ, защото по същество представлява намаляване на преференциалната цена, която не подлежи на промяна за целия срок на изкупуване.

Горните възражения на „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД и БВА Комисията приема за неоснователни. Цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, покрива допълнителни разходи за разполагаемост, които ЕСО ЕАД извършва и които не се включват в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се заплаща от крайните клиенти. Тези разходи са предизвикани от променливата генерация на производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, което налага увеличение на диапазона за вторично регулиране на ФЕЦ и ВяЕЦ. Разходите за резерв за допълнителни услуги, включени в цена за достъп за производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, произтичат от необходимостта да бъдат поддържани конкретни енергийни мощности в готовност, като в

случай на възникнал небаланс в електроенергийната система същите да могат да бъдат своевременно активирани. Отношение към определените ценообразуващи елементи на цената за достъп нямат нито тежестта на разходите за електрическа енергия, произведена от съответната технология, нито размера на преференциалната цена на различните производители.

Комисията приема за необективно твърдението на БВА за липса на прозрачност относно изходните данни, предложени от ЕСО ЕАД, тъй като заявление с вх. № Е-13-41-38 от 31.03.2017 г. на дружеството е публикувано на интернет страницата на КЕВР¹.

Неоснователно е твърдението, че утвърждаването на цена за достъп единствено за горните видове производители е дискриминационна мярка и представлява повторно заплащане на разходи, които вече са покрити чрез определената цена за достъп до електропреносната мрежа. В тази връзка следва да бъде отчетено, че производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВяЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от водноелектрически централи и централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метеорологични условия и води до увеличаване на разходите за: разполагаемост за допълнителни услуги, пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, спирания и пускания, както и тези за резерв. В тази връзка покриването на тези разходи чрез цената за достъп до електропреносната мрежа би било необосновано, неравнопоставено и в нарушение на интересите на крайните клиенти, тъй като тези разходи се явяват допълнителни за системата и тяхната финансова тежест следва да се компенсира от субектите, които са ги причинили. В тази връзка производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия следва да покриват допълнителните разходи, които предизвикват за управление на системата. Посочената стойност от 100 MW допълнителна мощност е изчислена на база увеличение на диапазона за вторично регулиране с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност за ФЕЦ и със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност за ВяЕЦ, като получената стойност е редуцирана с около 40% предвид факта, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в електроенергийната система от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, т.е могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения.

Неоснователно е и твърдението на БВА, че разходите, които формират цената за достъп на производителите от слънчева и вятърна енергия, са включени при формирането на цената за задължения към обществото. В тази връзка следва да се има предвид, че цената за задължения към обществото включва разходите, които се формират от задължителното изкупуване на електрическа енергия от ВИ по преференциални цени, които разходи са различни от разходите, които произтичат от осигуряването на възможност на производителя да продава своята енергия чрез използване на електропреносната мрежа. Последно посочените разходи формират цената за достъп до електропреносната мрежа. От своя страна производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, поради своята специфика, както е посочено по-горе, формират допълнителни разходи в тази връзка – разходите за поддържането на допълнителни резервни енергийни мощности в готовност, които в случай на възникнал небаланс в електроенергийната система, причинен от динамично променящата се генерация на производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, да могат да бъдат своевременно активирани.

Неоснователно е твърдението, че цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия се формира в противоречие на чл. 10 от НРЦЕЕ. На основание посочената разпоредба необходимите приходи се определят като сума от разходите и възвръщаемостта, която представлява произведение от нормата на възвръщаемост и регулаторната база на активите (РБА). Съгласно чл. 14 от НРЦЕЕ РБА, освен признатата стойност на активите, включва и

¹ http://www.dker.bg/PDOCS/tsena_dostap_VEI_ESO_2017.pdf

необходим оборотен капитал (НОК), който се определя като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи. При определяне на цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, в РБА е включена единствено стойността на НОК.

Комисията счита, че следва да бъдат възприети за неоснователни и твърденията във връзка с липсата на анализ и оценка на разходите на ЕСО ЕАД за предходния ценови период, както и обосновка защо вятърните и фотоволтаичните електроцентрали (ВяЕЦ и ФЕЦ) следва да заплащат една и съща цена за достъп. В тази връзка следва да се има предвид, че аргументи за формирането на размера на ценообразуващите елементи на цената за достъп до електропреносната мрежа за производители от слънчева и вятърна енергия са изложени по-долу в мотивите на настоящото решение. Същите са съобразени с изискванията на чл. 29 от НРЦЕЕ, съгласно който тази цена отразява предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечирание във връзка с балансиране и др. и се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от производителите за съответния регулаторен период.

С писмо с вх. № Е-04-37-6 от 08.06.2017 г. Асоциация свободен енергиен пазар (АСЕП) е представила становище по доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. АСЕП обръща внимание на отсъствието в доклада на реален прогнозен анализ на динамиката в износа и повишаването на вътрешната консумация на електрическа енергия през следващия ценови период и на липсата на анализ на драстичния спад с повече от 30% в производството от водноелектрическите централи на НЕК ЕАД, като вместо това са запазени „прогнозите“ на енергийните дружества, които представляват аритметично действие, състоящо се в мултиплициране на количествата, отчетени за първите месеци на 2017 г. Асоциацията възразява срещу предложеното понижаване на цените на регулирания сегмент за малките небитови клиенти с аргумента, че такова решение води до кръстосано субсидиране в полза на малкия бизнес като последен стълб на стабилността на регулирания пазар, което е в полза на продължаващата регулация на пазара и ще задържи процеса на либерализация. АСЕП счита, че настоящият пазарен модел допуска неравнопоставеност между пазарните участници, тъй като естествените монополи участват не само на регулирания, но и на свободния пазар, и предлага цените на всички компоненти, включвани в крайната цена на електрическата енергия, да бъдат замразени до приемането на новия пазарен модел, който би трябвало да постави определянето им на основа, справедливо отчитаща интересите на всички пазарни участници.

Комисията приема за основателно възражението на АСЕП в частта, касаеща динамиката и тенденциите на пазара на електрическа енергия. В тази връзка аргументите на заинтересованото лице за нарастване на износа и вътрешното потребление през първата половина на 2017 г. са взети предвид при изготвянето на прогнозата за новия ценови период.

КЕВР приема за неоснователно твърдението на АСЕП, че намалението на цените на малките небитови клиенти ще задържи процеса на либерализация. Позицията на Комисията е, че предприемането на тази мярка ще има положителен ефект върху свободния пазар. Премахването на големите разлики между регулираните цени на битови и небитови клиенти е основа за следващия етап от либерализацията на пазара, а именно преминаване на битовите клиенти към пазара по свободно договорени цени, респективно постигане на пълна либерализация на електроенергийния пазар. Хибридният модел на поэтапна дерегулация чрез осигуряване на финансови свръхстимули за мигриране от регулиран към свободен сегмент е изчерпан. Въз основа на свръхстимулите възникнаха структурни дефекти и прехвърляне на част от проблемите на регулирания към свободния пазар, което доведе до финансова дестабилизация, натрупване на фрагментиран дълг по веригата и подценяване на риск мениджмънт политиките в борбата за пазарен дял. Стесняването на спреда между двата пазара (регулиран и свободен) ще има оздравяващ за сектора ефект, тъй като ще измести фокуса на конкуренция на доставчиците от цената към качеството на предлаганите услуги,

като сигурност на доставките, индивидуални решения, услуги с добавена стойност, професионализъм, експертиза, качество на обслужването, финансова стабилност на търговеца и др.

Не може да бъде възприето предложението на АСЕП за замразяване на цените до приемането на нов пазарен модел, тъй като това би довело до неизпълнение от страна на КЕВР на вменените ѝ по закон правомощия. Следва да се има предвид, че утвърждаваните от Комисията цени отразяват икономически обосноващите разходи на енергийните предприятия, респективно формират необходимите годишни приходи, които са необходими на същите за изпълнение на лицензионните им задължения по веригата производство – пренос – доставка – разпределение – снабдяване на крайни клиенти с електрическа енергия. От друга страна, ако КЕВР не осъществява правомощията си за ценово регулиране до въвеждането на нов модел на пазара чрез съответните изменения и допълнения на ЗЕ, то енергийните предприятия ще прилагат цени, които няма да отразяват действителните им разходи, респективно ще влошават финансовото състояние на предприятията в сектора и ще създават предпоставки за застрашаване и/или нарушаване на сигурността на снабдяването.

С писмо с вх. № Е-04-19-9 от 27.06.2017 г. Асоциация на търговците на електроенергия в България (АТЕБ) е представила становище по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. Асоциацията счита, че предвиденото намаление на цената на електрическата енергия за небитовите клиенти на регулиран пазар стимулира тяхното оставане в този пазарен сегмент и забавя темпото на развитие на либерализацията на пазара, като по този начин облагодетелства крайните снабдители и възпрепятства лоялната конкуренция на пазара на електрическа енергия. Според АТЕБ количествата електрическа енергия, изкупувани от НЕК ЕАД и предназначени за реализиране на регулиран пазар, следва да бъдат определяни и публикувани в решението на КЕВР на месечна, а не на годишна база, с цел по-доброто планиране на доставките от страна на търговските участници и осигуряването на по-конкурентни цени за крайните клиенти. Сдружението счита, че цената за достъп до електропреносната мрежа и цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа трябва да се изчисляват само въз основа на утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната и да не се начисляват върху количествата електрическа енергия за износ с аргумента, че начисляването на тези цени върху електрическата енергия за износ е в противоречие с европейското законодателство за създаване на единен вътрешен пазар, поставя износителите в неравностойно положение спрямо своите конкуренти в други страни и ограничава свободната търговия с електрическа енергия.

Комисията счита горните възражения за неоснователни. Аргументи относно предвиденото намаление на цената на електрическата енергия за небитовите клиенти на регулиран пазар са изложени по горе в мотивите по становището на АСЕП. Предложението относно определяне на помесечни количества, предназначени за реализиране на регулиран пазар са относими и разгледани в административното производство по приемане на Решение № ТЕ-027 от 01.07.2017 г. По отношение на искането цената за достъп до електропреносната мрежа и цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа да не се начислява за електрическата енергия предназначена за износ, следва да се има предвид, че същото е в противоречие с разпоредбите на ЗЕ и Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ).

С писмо с вх. № Е-04-00-60 от 13.06.2017 г. Движение за национално единство и спасение (ДНЕС) е представило становище по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. ДНЕС счита за некоректно от страна на КЕВР да даде срок от една седмица, в т.ч. два почивни дни, за представяне на становища от заинтересованите страни по толкова обемни и свързани с експертна оценка материали, което ощетява правата на заинтересованите страни в гражданския сектор и за пореден път показва системното формално отношение на Комисията към задълженията ѝ по чл. 14 от ЗЕ. Според движението предложените за обсъждане разработки и проекторешения се основават на жонглиране с

нормативни основания и удобни категории и понятия като задължения към обществото, некомпенсирани разходи, несъбираеми вземания, разходи за енергийна ефективност, инвестиции, необходими приходи, фактор Z, отношения между различни тарифи и пр. Като пример за това е посочена формулата на фактора Z, при която не ставало ясно как от стойностен показател (Путе., в хил. лв.) се изважда натурален такъв (Елпрог., в хил. kWh). Освен това като база за сравнение на ръста на цените се използват неактуалните данни от 2015 г. и 2016 г., вместо тези от м. април 2017 г., когато е било последното увеличение. Сдружението също така твърди, че в доклада не са представени коректно данните от предложението на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД относно обема на производството, разходите и цената. Според ДНЕС основната причина за хаоса при определянето на цените се корени в порочния метод на ценообразуване, прилаган от години, в който основен ценообразуващ фактор е нормата на възвръщаемост на капитала на енергийните дружества, като се изтъква, че единственият, световно признат метод е калкулативният. В тази връзка движението подчертава, че възвръщаемостта на капитала има отношение при изчисляване ликвидността на инвестиционни разходи и не може да бъде основен ценообразуващ метод. Като друга основна причина се посочва въвеждането след 2007 г. на различни добавки към цената на електрическата енергия (за снабдяване, разпределение, пренос и достъп през/до електропреносната и електроразпределителните мрежи, зелена енергия, високоефективно комбинирано производство (ВЕКП), невъзстановяеми разходи, задължения към обществото и балансиране). Според ДНЕС добавките с технологичен характер (като пренос, достъп, разпределение и балансиране към различните видове мрежи) са част от структурата на калкулацията на цената на електрическата енергия, като е неправилно изваждането им от нея и повторното им фактуриране, тъй като по този начин се осигуряват неправомерни доходи на всички по веригата и се ощетяват и без това немощните финансово клиенти. Добавките с волунтаристичен характер (като ВЕКП, зелена енергия, невъзстановяеми разходи и задължения към обществото) са представени като основа за сериозни закононарушения. Така например по отношение на добавката за ВЕКП се твърди, че същата осигурява значителни и неправомерни доходи на производители с монополно положение без особен публичен ефект. Счита, че е подобно положението и с добавката за зелена енергия, тъй като мощностите за производство на зелена енергия са резултат от политиката на държавата в този сектор и от конкретни бизнес интереси, които нямат нищо общо с волята и интересите на клиентите. По отношение добавките за невъзстановяеми разходи и задължения към обществото ДНЕС твърди, че същите волунтаристично се формират от задължението да се покриват и прехвърлят върху неподозиращите клиенти резултатите от условията в договорите за двете американски централи в Марица-изток и от актовете на управляващи органи за т.н. поддържане на сигурността на системата. ДНЕС предлага поради необоснованост и манипулиране на данните обсъждането и приемането на решенията за утвърждаване на цени да се отложи с минимум един месец. В тази връзка посочва, че е налице необходимост от системен подход и неотложни и радикални мерки за стабилизация и нормализиране на енергийния сектор, както и предлага КЕВР да инициира обсъждане на актуална стратегия в съответните комисии на Народното събрание с участието на легитимни граждански организации.

Възраженията на ДНЕС Комисията приема за неоснователни, поради следните аргументи: Съгласно чл. 14, ал. 3 от ЗЕ във връзка с провежданата процедура за обществено обсъждане на проекта на решение за утвърждаване на цени на електрическата енергия на заинтересованите лица следва да бъде определен срок за представяне на становища не по-кратък от 14 дни. Комисията е изпълнила това изискване на закона чрез предоставяне на заинтересованите лица на 14-дневен срок за становища, който започва да тече от датата на общественото обсъждане и изтича на 27.06.2017 г. Този срок е съобразен с нормите на глава четвърта от НРЦЕЕ, регламентираща процедурата по утвърждаване на цени, и с факта, че според приложимите методи за ценово регулиране в сектор „Електроенергетика“ всеки регулаторен/ценови период на дружествата изтича на 30.06.2017 г. С оглед на това, КЕВР

следва да постанови решение, чрез което да утвърди цени за съответния нов регулаторен/ценови период, считано от 01.07.2017 г.

Формулата за фактора Z е описана в чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ. Ноторно известно е математическото правило, че действието умножение е с приоритет пред действието изваждане. В тази връзка при умножението на $E_{прог.}$, в хил. kWh и $C_{тр.}$, в лв./kWh се получава стойностен показател в хил. лв., който се изважда от $P_{утв.}$, в хил. лв.

В заявленията си дружествата предлагат за утвърждаване цени, формирани въз основа на данни, актуални към 31.03.2017 г., тъй като според чл. 41, ал. 2 от НРЦЕЕ енергийните предприятия следва да подадат заявления за утвърждаване на цени не по-късно от 3 месеца преди изтичането на стария ценови период, който в настоящия случай изтича на 30.06.2017 г.

Следва да се има предвид, че по своята същност всички методи, посредством които се осъществява ценовото регулиране, съдържат принципите на предложения от ДНЕС „калкулативен“ метод, който обаче не отразява спецификите на регулираните дружества. Освен да покриват икономически обосноваваните разходи, цените същевременно следва да осигуряват и икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала – чл. 31, т. 4 от ЗЕ. Според чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ КЕВР утвърждава цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсирани на разходите по чл. 34 и чл. 35 от същия закон, а именно: невъзстановяеми разходи, каквито са произтичащите от извършени инвестиции и/или сключени сделки до влизането в сила на ЗЕ от енергийните предприятия, които не могат да бъдат възстановени в резултат на създаване на конкурентен електроенергиен пазар, както и разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, каквито са произтичащите от задълженията за изкупуване на енергия по преференциални цени.

Относно искането на ДНЕС за отлагане на приемането на настоящото решение са релевантни аргументите, изложени по-горе, касаещи предложението на АСЕП за замразяване на цените.

С писмо с вх. № Е-11ИН-00-247 от 19.06.2017 г. Светослав Спасов е представил становище по проекта на решение и доклада за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. Спасов изразява несъгласие с включването в необходимите приходи на крайните снабдители на компонента за балансиране в размер на 2,20 лв./MWh (без ДДС) с аргумента, че видно от текста на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ при определяне на тази компонента КЕВР не е обвързана нито със спазването на точно определен ред, нито с обосноваване на компонентата с определени достоверни и относими данни. Според заинтересованото лице нито в ЗЕ, нито в НРЦЕЕ съществува определение за естеството на услугата по балансиране на електроенергия от крайните снабдители, като в мотивите за приемането на НРЦЕЕ също не е посочена причината за въвеждането на такава компонента. Горното дава основание на Спасов да счита, че определянето на цена като компонента за балансиране на електрическа енергия от крайни снабдители не е извършено в съответствие с изискването на чл. 31, ал. 1, т. 1 от ЗЕ и на задължението по чл. 3, т. 3 от Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (Директива 2009/72/ЕО), поради което предлага Комисията да удължи срока за приемане на решение за новия ценови период, да измени своя проект на решение в частта, в която е предвидено крайните снабдители да получават приходи за балансиране, да открие процедура по изменение на чл. 10 от НРЦЕЕ и да установи и да оповести размера на приходите, които са получили крайните снабдители като цена за балансиране за периода от нейното въвеждане до нейното прекратяване, с оглед вземане на мерки по отстраняване на последствията от приемането на чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ. Спасов счита, че утвърждаването на цена за достъп в лв./kW/ден за небитови клиенти на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „Електроразпределение Юг“ ЕАД не е в съответствие с изискването на чл. 31, ал. 1, т. 1 от ЗЕ и на задължението по чл. 3, т. 3 от Директива 2009/72/ЕО, както и че е в противоречие с чл. 120а от ЗЕ. В подкрепа на твърдението си

излага аргумент за липса на нормативно предвидено основание за определяне на такава цена, като подчертава, че единствената приложима в настоящия случай разпоредба чл. 6, ал. 1, т. 3 от НРЦЕЕ е неясна и не посочва условия за определяне на компонента на цена и в този смисъл същата противоречи на чл. 31, ал. 1, т. 1 от ЗЕ и на чл. 3, т. 3 от Директива 2009/72/ЕО. Според заинтересованото лице от мерната единица на цената за достъп може да се направи предположение, че това е такса за електромер, каквато обаче е недопустима предвид законовата забрана на чл. 120а от ЗЕ. В обобщение Спасов предлага Комисията да удължи срока за приемане на решение за новия ценови период, да измени своя проект на решение в частта, в която е предвидено „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „Електроразпределение Юг“ ЕАД да получават цена за достъп за небитови клиенти в лв./kW/ден, да открие процедура по изменение на чл. 3, ал. 2, т. 3 от НРЦЕЕ и да установи и да оповести размера на приходите, които са получили двете разпределителни дружества като цена в лв./kW/ден за периода от нейното въвеждане до нейното прекратяване, с оглед вземане на мерки по отстраняване на последствията от нейното приемане.

Възраженията на Светослав Спасов Комисията приема за неоснователни, поради следните аргументи:

Според чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ утвърждаваните от КЕВР необходими годишни приходи за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ включват и компонента за балансиране, която се определя въз основа на сравнителни анализи и/или данни от националната и международната практика – чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ. Следва да се има предвид, че правилата за организиране и работа на пазара на балансираща енергия, във връзка с който се предизвикват разходите за балансиране, са регламентирани в ПТЕЕ – чл. 91, ал. 3 от ЗЕ. В тази връзка разходите за балансиране се приемат за присъщи за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“.

По отношение на твърденията относно цена за достъп в лв./kW/ден за небитови клиенти следва да се има предвид, че възможността за утвърждаване на такава цена е предвидена в чл. 28, ал. 1, предл. 2 от НРЦЕЕ. Разпоредбата допуска цената за достъп да се определи въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 от НРЦЕЕ и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия, като се заплаща в лв./kWh или въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 от НРЦЕЕ и предоставената/договорената мощност, като се заплаща в лв./kW/ден. В този смисъл не може да се приеме, че определянето на цена за достъп в лв./kW/ден съставлява такса за ползване на средство за търговско измерване по смисъла на чл. 120а от ЗЕ.

Относно искането на Светослав Спасов за удължаване на срока за приемането на настоящото решение са релевантни аргументите, изложени по-горе, касаещи предложението на АСЕП за замразяване на цените, както и предложението на ДНЕС за отлагане на решението. Следва също да се отбележи, че в настоящото административно производство КЕВР е длъжна да приложи действащите към момента норми на ЗЕ и НРЦЕЕ.

С писмо с вх. № Е-110-00-7 от 21.06.2017 г. Огнян Винаров е представил становище по проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“. Заинтересованото лице изразява несъгласие с относителния дял на количествата електрическа енергия, произведени от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, от общото количество електрическа енергия, предназначено за реализация на регулирания пазар.

Комисията счита горното възражение за относимо към административното производство по приемане на Решение № ТЕ-027 от 01.07.2017 г., където са посочени мотиви относно размера на определената разполагаемост и количества електрическа енергия на производителите за реализация на регулиран пазар.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства, както и на постъпилите писмени възражения, Комисията приема за установено следното:

Прогнозните стойности на количествата електрическа енергия, които ще бъдат продавани от крайните снабдители по регулирани цени през периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., са 12 250 506 MWh. Прогнозните стойности на количествата електрическа енергия, необходими на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за покриване на технологичните разходи по преноса, са 3 598 039 MWh.

– прогнозните стойности на количествата електрическа енергия, необходими на обществения доставчик за обезпечаване на крайните снабдители и операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи, са осигурени от определената разполагаемост за производство на електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, от количества електрическа енергия от водноелектрически централи (ВЕЦ) над 10 MW, собственост на НЕК ЕАД, както и от количества електрическа енергия от централите с дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия и централите, продаващи електрическа енергия по преференциални цени по Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) и по чл. 162 от ЗЕ.

– за покриване на технологичните разходи по преноса и разпределението, операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи сключват сделки с обществения доставчик по неговата миксова цена. Съгласно чл. 35, ал. 5 от ЗЕ във връзка с тези сделки операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи заплащат освен стойността на енергията за технологични разходи и цена за задължения към обществото.

– цената за задължения към обществото е изчислена спрямо цялото потребление на електрическа енергия в страната, включително и електрическата енергия от внос. Цената за задължения към обществото се заплаща от крайните клиенти на свободния пазар на електрическа енергия в страната, клиентите на доставчика от последна инстанция, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия, предназначена за покриване на технологични разходи. За клиентите на регулирания пазар цената за задължения към обществото е включена като компонента на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители.

Съгласно чл. 11, ал. 4 от НРЦЕЕ Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите, свързани с лицензионната дейност, като преценява тяхната икономическа обосноваемост въз основа на представените от енергийното предприятие писмена обосновка и доказателства като неразделна част от заявлението за цени. Оценката за икономическата обосноваемост на разходите и връзката им с изпълнение на лицензионната дейност се извършва при използване на данни от националната и международната практика. Вземат се предвид отчетените резултати на регулираните енергийни предприятия, при спазване на принципите на регулирането по ЗЕ.

Резултатите от извършените анализи на данните и документите, съдържащи се в подадените от енергийните предприятия заявления за утвърждаване на цени на електрическата енергия, при отчитане на основателността на подадените възражения, са изложени по-долу по дружества, както следва:

„АЕЦ КОЗЛОДУЙ“ ЕАД

I. Предоставена от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД прогнозна информация

С Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР на дружеството е утвърдена пълна цена за енергия в размер на 30,00 лв./MWh, при общо необходими приходи от 110 500 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 3 682 870 MWh.

Със заявление с вх. № Е-14-24-9 от 31.03.2017 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е предложило за утвърждаване пълна цена за електрическа енергия – 58,09 лв./MWh, без ДДС, образувана при следните стойности на ценообразуващите елементи:

1. Променливи разходи – 239 174 хил. лв., в т.ч.:
 - гориво за производство – 135 281 хил. лв.;
 - консумативи – 1 048 хил. лв.;
 - други променливи разходи – 14 084 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 14 062 хил. лв.;
 - вноски за фонд „РАО“ и за фонд „ИЕ ЯС“ – 88 762 хил. лв.;
2. Условно-постоянни разходи – 538 185 хил. лв., в т.ч.:
 - разходи за заплати – 113 863 хил. лв.;
 - разходи за осигурителни вноски – 30 690 хил. лв.;
 - социални разходи – 17 583 хил. лв.;
 - разходи за амортизации – 185 330 хил. лв.;
 - разходи за ремонт – 77 506 хил. лв.;
 - разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 113 2013 хил. лв.;
3. Възвръщаемост – 67 988 хил. лв.;
4. Нетна електрическа енергия – 14 553 316 MWh;
5. Разполагаемост на предоставената мощност – 15 279 779 MW*h.

Ценообразуващите елементи са определени от дружеството при следните допускания:

– Цената на електрическата енергия е еднокомпонентна – пълна цена за производство, поради факта, че „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД при текущите пазарни условия доставя само нетна активна енергия, тъй като е типичен базов производител, чиито проектни характеристики не позволяват предоставяне на разполагаемост за студен резерв и/или допълнителни услуги.

– Цената на електрическата енергия осигурява норма на възвръщаемост на капитала от 2,85%, отчитаща завишените инвестиционни разходи на дружеството за периода 2017 г. – 2018 г., свързани с изпълнение на мащабна инвестиционна програма, насочена към продължаване срока на експлоатация на 5-ти и 6-ти блок и към повишаване на проектната им мощност до 104% (проекти, определени като държавен приоритет).

– Прогнозните производствено-технически показатели са определени на базата на следните обективни фактори: проектни характеристики на производствените мощности, с отчитане на въздействието на характерните за площадката климатични условия върху изходната електрическа мощност; проектни, лицензионни и нормативни изисквания за осигуряване на безопасността на ядрените съоръжения; оптимално натоварване на производствените мощности с отчитане на спецификата на експлоатация на ядрените енергийни блокове: работа в базов режим (постоянен месечен товар за целия период на планирана разполагаемост); работа в режим на мощностен ефект в края на горивната кампания преди спиране за планов годишен ремонт; допустими скорости на изменение на товара при планови преходни режими; продължителност на планираните престои съгласно критичните линии за изпълнение на планирания обем дейности при спрян блок (годишен ремонт, техническо обслужване, специализиран контрол и диагностика, презареждане, реконструкции и други, съгласно утвърдени ремонтна програма, инвестиционна програма, програмите за повишаване на безопасността, за удължаване на ресурса, за повишаване на изходната мощност); допустима непланова неготовност съгласно тенденциите в експлоатацията на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД – 1% (световна тенденция за АЕЦ в експлоатация – 3%); показателите за топлинна икономичност (специфичен разход на топлина и специфичен

разход на условно гориво) на ЯЕБ са определени с отчитане на спецификата на електропроизводството от ядрено гориво.

– Разходите за производство на електрическа енергия са определени на база отчетните и прогнозните годишни разходи, които са пряко свързани с дейността по лицензията. От отчетните и прогнозните разходи са приспаднати разходите, отнасящи се до странични и социални дейности, производство и пренос на топлоенергия, и разходите, свързани с преустановени дейности. Взети са предвид разходи, произтичащи от функционирането на балансиращия пазар.

– Прогнозният размер на средствата за работни заплати и осигурителни вноски е запазен до нивото на отчетения за 2016 г. Социалните разходи са на стойност 17 583 хил. лв., като разходите по чл. 204 от ЗКПО, както и разходите за начислен данък върху тях по чл. 21б от ЗКПО, не са включени в състава на годишните разходи.

– Разходите за амортизации са завишени с 12 032 хил. лв. спрямо 2016 г. в резултат на предстоящо въвеждане на дълготрайни активи през ценовия период (статор за генератор и спомагателни системи на 5-ти блок; модернизация на сепарационната схема на парогенератора на 5-ти блок; електрически арматури и регулатори по техническа вода за главни циркулационни помпи на 5-ти и 6-ти блок; система за измерване на температурата в циркулационните кръгове на първи контур и др.).

– Обемът на дейностите за техническо обслужване и ремонт (ТОиР) през 2016 г. е съобразен с изискуемата периодичност, вид и обхват на дефектовката съгласно дългосрочния перспективен ремонтен график. Предвидените средства за ремонт за ценовия период са в размер на 77 506 хил. лв., като не включват разходи, които увеличават стойността на активите.

– Прогнозата за разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, е на база отчетно равнище през 2016 г., нормативни изисквания и сключени договори.

– Ядреното гориво е на стойност 135 281 хил. лв., като разходите за осигуряване на ядрено гориво не са обвързани със и съответно не са определени на база специфичен разход на условно гориво, поради неприложимостта му за технологията на електропроизводство от ядрено гориво. Реално измеримият показател за икономическа ефективност на атомната централа е горивната компонента, отразяваща разходите за свежо ядрено гориво за производството на единица електрическа енергия.

– Регулаторната база на активите (РБА) е определена на база на стойността на активите към 31.12.2016 г, пряко свързани с дейността производство на електрическа енергия, и е в размер на 2 383 270 хил. лв. Оборотният капитал, като част от РБА, е изчислен на основата на „Нетен цикъл на оборотния капитал“ (НЦОК), на база дните, за които дружеството възвръща изразходваните парични средства за производство на електрическа енергия чрез получаването на съответните постъпления.

– Нормата на възвръщаемост (НВ) е 2,85%, при НВ на собствения капитал – 2,62% и среднопретеглена НВ на привлечения капитал – 1,9%.

II. По отношение на цената на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД не са постъпили възражения от дружеството или от заинтересовани лица

III. Ценообразуващи елементи

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи пълната цена за електрическа енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, прогнозираните разходи са коригирани, както следва:

– Разходите за амортизации са приети на ниво отчет 2016 г. Планираното завишение от 12 032 хил. лв. не следва да бъде отчетено, тъй като прилаганият метод за регулиране „норма на възвръщаемост“ не допуска предварително включване в РБА на прогнозна

стойност на активи, които не са капитализирани към края на базисната година. Дълготрайните активи, чието въвеждане предстои, ще бъдат включени в РБА и съответно ще бъдат признати разходи за тяхната амортизация през следващия регулаторен период.

- Разходите за строително-монтажни и ремонтни работи от външни услуги са коригирани от 65 353 хил. лв. на нивото отчетено през 2016 г. – 44 036 хил. лв.
- Разходите за застраховки са признати на ниво отчет през 2016 г.
- Разходи, произтичащи от сделки с балансираща енергия, не са признати.
- Вноските за фонд „Безопасност и съхраняване на радиоактивни отпадъци“ и за фонд „Извеждане на ядрени съоръжения от експлоатация“ са коригирани до ниво отчет през 2016 г.

Във връзка с гореописаните корекции ценообразуващите елементи на пълната цена за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД са следните:

№	Технико-икономически показатели	Мярка	Предложени от дружеството	Коригирани стойности
1	Нетна електрическа енергия	MWh	14 553 316	14 553 316
2	Променливи разходи	хил.лв.	239 174	235 415
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	538 185	495 813
4	Възвръщаемост	хил.лв.	67 988	67 988
5	Необходими годишни приходи	хил.лв.	845 348	799 216

Предвид гореизложеното, цената за енергия на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД е определена в размер на 54,92 лв./MWh, при общо необходими приходи от 799 216 хил. лв. и нетна електрическа енергия – 14 533 316 MWh.

„ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2“ ЕАД

I. Предоставена от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД прогнозна информация

С Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР на дружеството са утвърдени цени, при прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период – 7 340 634 MWh, прогнозна разполагаемост за регулаторния период – 9 288 433 MW*h и необходими годишни приходи – 555 066 хил. лв., както следва:

- цена за енергия – 44,61 лв./MWh, без ДДС;
- цена за разполагаемост – 24,50 лв./MW*h, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-13-12-8 от 31.03.2017 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е предложило за утвърждаване следните цени:

- цена за енергия – 53,18 лв./MWh, без ДДС;
 - цена за разполагаемост – 32,40 лв./MW*h, без ДДС,
- образувани при следните стойности на ценообразуващите елементи:

1. Цена за енергия

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД предлага цената за енергия да бъде утвърдена при следните стойности на ценообразуващите елементи:

- 1.1. Променливи разходи – 386 356 хил. лв., в т.ч.:
 - гориво за производство – 245 423 хил. лв.;
 - консумативи – 17 783 хил. лв.;

– други променливи разходи – 123 150 хил. лв., в т.ч. такса услуга водоползване – 320 хил. лв., закупена електрическа енергия – 550 хил. лв., депониране на пепелина – 3 792 хил. лв., разходи за закупени емисии CO₂ – 118 488 хил. лв.

1.2. Нетна електрическа енергия – 7 265 292 MWh.

За периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД очаква да произведе нетна електрическа енергия от 7 265 292 MWh, което е с 228 657 MWh повече спрямо отчетените количества за 2016 г. Производствената програма на централата е съобразена с планираните престои (ОР на блокове 3 и 8 във втората половина на 2017 г.) и на намалената разполагаемост за студен резерв, спрямо отчетните данни за 2016 г.

Общата стойност на предложените променливи разходи възлиза на 386 356 хил. лв., които отразяват горива за производство: местни въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД, мазут и природен газ, разходи за закупени CO₂ квоти, консумативи: варовик, химически реагенти и смазочни материали, други променливи разходи: услуга водоподаване, енергия за собствени нужди, депониране на пепелина.

Основното гориво, използвано в „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са въглища от „Мини Марица изток“ ЕАД. Общата стойност на планираните от дружеството разходи за въглища възлиза на 241 001 хил. лв. при запазване на действащата цена от 77,00 лв./тУГ. Разходите за въглища през регулаторния период от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. са с 56 949 тона УГ повече спрямо 2016 година, поради очакваното по-голямо с 228 657 MWh производство на електрическа енергия. Предвидените разходи за гориво за разпалване на обща стойност 4 422 хил. лв. включват разходи за мазут – 3 710 хил. лв. и разходи за природен газ (метан) – 712 хил. лв. Увеличението на тези разходи дружеството обосновава с прогнозирано увеличение на цената на мазута до 730,41 лв./т. Планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи за природен газ са изчислени на база утвърдената цена от регионалния доставчик „Ситигаз България“ ЕАД за промишлени потребители, действаща от 01.01.2017 г. и възлизаща на 430,87 лв./х.нм³, с включена цена за пренос през газопреносната мрежа в размер на 19,73 лв./1000 х.нм³ съгласно приложена справка за цени регион „Тракия“.

При разходите за консумативи с най-съществено тегло са разходите за варовик в размер на 16 783 хил. лв., формирани от количеството варовик – 799 182 тона, използвано за сероочистване на димните газове при цена от 21,00 лв./т.

2. Цена за разполагаемост

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД предлага цената за енергия да бъде утвърдена при следните стойности на ценообразуващите елементи:

2.1. Необходими приходи за разполагаемост – 243 873 хил. лв., в т.ч.:

– условно-постоянни разходи – 205 859 хил. лв.;

– възвръщаемост – 53 512 хил. лв.

2.2. Разполагаемост на предоставената мощност – 8 005 747 MW*h.

Дружеството е представило информация за отделните групи условно-постоянни разходи, както следва:

– Разходи за заплати – планираните от дружеството средства за работни заплати възлизат на 64 371 хил. лв. Предвидено е намаление на средствата за работна заплата с 4,92%, в резултат на намаление на средносписъчния състав на дружеството.

– Разходите, свързани със социални осигуровки, са на стойност 27 636 хил. лв., като намалението при този тип разходи е -12,1% спрямо отчетната година и е съобразено с действащото социално-осигурително законодателство.

– Разходи за амортизации – планираните от дружеството разходи за амортизации са 67 651 хил. лв., или с 5,1% по-високи спрямо отчетените през 2016 г.

– Разходи за ремонт – ремонтната програма на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за 2017 г. е на стойност 24 099 хил. лв. Завишението на очакваните разходи за ремонти в сравнение с отчетените през 2016 г. дружеството обосновава с планирани ремонти по основните производствени съоръжения и ремонти на новоизградените съоръжения с екологично предназначение (СОИ).

– Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – планираните от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД разходи възлизат на 22 102 хил. лв. (намаление с 1 780 хил. лв. спрямо отчетените през 2016 г.).

Изчислената регулаторна база на активите (РБА) възлиза на 995 716 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал (НОК) в размер на 60 299 хил. лв.

Използваната от дружеството норма на възвръщаемост на собствения капитал за определяне на цената за разполагаемост е в размер на 5%. Тази стойност участва при формирането на среднопретеглената норма на възвръщаемост, която при съществуващата капиталова структура възлиза на 5,37%.

3. Искане за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ

„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е представило искане за компенсиране на разходи от наложени задължения към обществото, свързани със защита на обект, представляващ критична инфраструктура и имащ значение за националната сигурност на страната. Общата стойност на исканата компенсация е в размер на 311 202 хил. лв. и обхваща отчетени постоянни разходи за 2015 г., 2016 г., периода януари – февруари 2017 г. и постоянни разходи, включени в ценовата рамка за новия регулаторен период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г, както следва.:

- Отчетени некомпенсирани разходи за 2015 г. – 78 279 хил. лв.;
- Отчетени некомпенсирани разходи за 2016 г. – 121 939 хил. лв.;
- Разходи, които ще подлежат на компенсиране в резултат на утвърждаване на квота и цени за енергия и разполагаемост за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. – 103 967 хил. лв.;
- Пропуснати ползи от предоставени допълнителни количества електрическа енергия на обществения доставчик, поради тежките климатични условия в началото на 2017 г. – 7 017 хил. лв.

Дружеството е аргументирало направеното искане с:

– В периода 2002 г. – 2016 г. „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е инвестирало огромен ресурс за обекти с екологично предназначение и производствени мощности, възлизащ на над 1 млрд. лева, като изцяло са подменени или рехабилитирани основни и спомагателни съоръжения;

– „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е включена в приложението към чл. 1, ал. 1 от Постановление № 181 на Министерския съвет от 20.07.2009 г. за определяне на стратегическите обекти и дейности, които са от значение за националната сигурност (ПМС № 181 от 2009 г.);

– Централата е ключов елемент на ЕЕС и осигурява както основен товар за консумация, така и пълноценно участие в регулирането на честотата на напрежението в системата при най-ниска себестойност между останалите топлоелектроцентрали;

– ТЕЦ „Марица изток 2“ е единствената централа, която има връзка с трите нива на напрежение на ЕЕС на Република България – 110, 220 и 400 kV, което я прави основен фактор за устойчивата работа на ЕЕС, за ограничаване на разпространението на тежки аварии и подпомагане бързото възстановяване на системата.

Във финансовата обосновка на искането за признаване на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ дружеството препраща към аргументите си, изложени във връзка с утвърждаването на цените за разполагаемост и енергия, като допълнително акцентира върху обстоятелството, че нормативните задължения за плащане на разходи за емисии, таксата от 5% върху приходите

от продажба на електрическа енергия във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС), която не се признава за ценообразуващ елемент, непризнаването от страна на КЕВР на пълната стойност на разходи за заплати, амортизации, ремонти и други разходи, свързани с лицензионната дейност, продажбата на разполагаемост за студен резерв и задължението за осигуряване на разполагаемост за първично и вторично регулиране на цена, която покрива малка част от разходите за експлоатация и поддръжка на блоковете, както и финансовите задължения за плащане на лихви по държавно гарантиран инвестиционен кредит, свързан с рехабилитация на централата, са фактори, върху които дружеството не може да влияе и не може да покрива чрез обичайната си търговска дейност. Според дружеството стойността на тези задължения покачва пълната себестойност на произвежданата електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД до нива, които надхвърлят пазарната цена на електроенергията. Докато при регулираните цени регулаторът е основният фактор, който определя себестойността на произвежданата електрическа енергия, определя норма на възвръщаемост, която има за цел да гарантира финансовата стабилност на централата, то пазарната цена се влияе предимно от фактори като търсене и предлагане и ценови нива на електрическата енергия, както в страната, така и в съседните пазарни зони. Пазарният анализ на дружеството показва, че цените в региона през последните няколко години са сравнително ниски. Същевременно, наличието на такси за пренос и достъп върху електрическата енергия, предназначена за износ, допълнително влошава възможностите на централата за реализация на част от произвежданата електрическа енергия извън страната.

Общата стойност на исканата компенсация за периода 01.01.2015 г. – 31.12.2015 г. е в размер на 78 279 хил. лв. Детайлна информация за групите разходи, подлежащи на компенсация за 2015 г., е посочена в следващата таблица:

	Показатели	MWh	лв./ MWh	хил. лв.
1	Продадена общо електрическа енергия – регулиран и свободен пазар, вкл. и балансиращ пазар	8 320 601	74,04	616 041
	Приходи от разполагаемост, в т.ч.:	852 824	12,31	10 494
	Разполагаемост за студен резерв ЕСО	393 211	15,00	5 898
	Разполагаемост за допълнителни услуги – ЕСО	459 622	10,00	4 596
	Преки производствени разходи (променливи разходи)	8 320 601	54,35	452 252
2	Обща стойност на постоянните разходи, без възвръщаемост	8 320 601	22,95	190 958
3	Възвръщаемост	8 320 601	7,40	61 604
4	Постоянни разходи, които се покриват чрез приходите от продажба на електрическа енергия (Приходи от продажба на енергия минус възвръщаемост)	8 320 601	12,28	102 185
5	Постоянни разходи, които се покриват чрез цената за разполагаемост при участие в търговете на ЕСО ЕАД за продажба на студен резерв и допълнителни услуги	852 824	12,31	10 494
6	Общо постоянни разходи, които се покриват чрез цените за енергия и разполагаемост през 2015 г. (p.4 + p.5)	8 320 601	13,54	112 679
7	Недостиг на средства за финансиране на постоянни разходи – сума, подлежаща на компенсация по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ.* (p.2-p.6)			-78 279

Общата стойност на исканата компенсация за 2016 г. е в размер на 121 939 хил. лв.

Детайлна информация относно стойността на отделните групи разходи, подлежащи на компенсация по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ, е посочена в следващата таблица:

	Показатели	MWh	лв./ MWh	хил. лв.
1	Продадена общо електрическа енергия – регулиран и свободен пазар, вкл. и балансиращ пазар	7 281 646	72,80	530 075
	Приходи от разполагаемост, в т.ч.:	1 330 776	9,70	12 913

	Разполагаемост за студен резерв ЕСО ЕАД	939 585	9,58	9 001
	Разполагаемост за допълнителни услуги – ЕСО ЕАД	391 191	10,00	3 912
	Преки производствени разходи (променливи разходи)	7 281 646	55,10	401 217
2	Обща стойност на постоянните разходи, без възвръщаемост	7 281 646	27,44	199 792
3	Възвръщаемост	7 281 646	3,76	27 405
4	Постоянни разходи, които се покриват чрез приходите от продажба на електрическа енергия (Приходи от продажба на енергия минус възвръщаемост)	7 281 646	13,93	101 453
5	Постоянни разходи, които се покриват чрез цената за разполагаемост при участие в търговете на ЕСО ЕАД за продажба на студен резерв и допълнителни услуги	1 330 776	9,70	12 913
6	Общо постоянни разходи, които се покриват чрез цените за енергия и разполагаемост през 2016 г. (р.4 + р.5)	7 281 646	15,71	114 366
7	Недостиг на средства за финансиране на постоянни разходи – сума, подлежаща на компенсация по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ.* (р.2-р.6)			-85 426
8	Компенсиране за количествата разполагаемост	1 330 776	27,44	-36 513
	ОБЩО ФИНАНСОВ ДЕФИЦИТ (р.7+р.8)			-121 939

Детайлна информация относно стойността на отделните групи разходи, формиращи искането за компенсация на пропуснати ползи от предоставени допълнителни количества електрическа енергия на обществения доставчик поради тежките климатични условия в началото на 2017 г., в размер на 7 017 хил. лв. е представена в следващата таблица:

Показатели	Мярка	Стойност
Средна цена на БНЕБ за периода 10.01.2017 г. – 31.01.2017 г.	лв./MWh	145,19
Количество на НЕК ОД в повече /200-50MW/	MW	150
22 дни*24 часа*150 MW	MWh	79 200
Разлика в цената на БНЕБ и НЕК ОД/145.19-69.11 лв./MWh/	лв./MWh	76,08
Пропусната полза за периода 10.01.2017 г. – 31.01.2017 г.	хил. лв.	6 026
Допълнителни количества над квотата за периода месец 07-2016 г. до месец 02-2017 г., като квотата е достигната на 01.02.2017 г.	MWh	64431
Средна цена на БНЕБ за месец 02-2017 г.	лв./MWh	84,49
Разлика между цената на БНЕБ и НЕК ОД /84,49-69,11 лв./MWh/	лв./MWh	15,38
Пропусната полза от допълнителни количества над квотата 02/2017г.	хил. лв.	991
ОБЩО ПРОПУСНАТИ ПОЛЗИ	хил. лв.	7 017

II. По отношение на цените на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД не са постъпили възражения от дружеството или от заинтересовани лица

III. Ценообразуващи елементи

1. Цена за електрическа енергия

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи цената за енергия на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, разходите за гориво за разпалване, разходите за химически реагенти за сероочистка, разходите за водоподаване и тези за депониране на пепелина са коригирани до отчетените такива през базисната 2016 г. Прогнозните разходи за закупуване на CO₂ квоти, предложени от дружеството в размер на 118 488 хил. лв., са коригирани на 74 437 хил. лв., отразяващи отчетените за 2016 г. такива, върху които е приложен коригиращ коефициент, отразяващ по-високото прогнозно производство на нетна

електрическа енергия за новия ценови период спрямо отчетената стойност през базисната година.

2. Цена за разполагаемост

След извършен анализ и оценка на ценообразуващите елементи, формиращи цената за разполагаемост, прогнозираните условно-постоянни разходи са коригирани от 205 859 хил. лв. на 198 243 хил. лв., в резултат на:

Разходите за вложени машини, резервни части и материали и разходите за горива за автотранспорт и местни данъци и такси са коригирани до размера, отчетен през базисната година. Разходите за амортизации са приети на ниво отчет 2016 г. Планираното завишение от 1 466 хил. лв. не следва да бъде отчетено, тъй като прилаганият метод за регулиране „норма на възвръщаемост“ не допуска предварително включване в РБА на прогнозна стойност на активи, които не са капитализирани към края на базисната година. Дълготрайните активи, чието въвеждане предстои, ще бъдат включени в РБА и съответно ще бъдат признати разходи за тяхната амортизация през следващия регулаторен период.

Във връзка с корекциите на условно-постоянните разходи НОК е преизчислен от 60 299 хил. лв. на 59 057 хил. лв. и съответно РБА от 995 716 хил. лв. на 994 475 хил. лв.

Нормата на възвръщаемост на собствения капитал е коригирана на 2,62% в съответствие със заявените от дружеството стойности за предходния регулаторен период.

В резултат на гореизложеното, разходите, формиращи цената за разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД, са както следва:

- Условно-постоянни разходи – 198 243 хил. лв., в т.ч. разходи за заплати – 64 371 хил. лв.; разходи за осигурителни вноски и социални разходи в размер на 27 636 хил. лв.; разходи за амортизации – 66 185 хил. лв.; разходи за ремонт – 18 014 хил. лв.; разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 22 037 хил. лв.;
- Възвръщаемост – 37 967 хил. лв.

3. Искане за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ

Съгласно чл. 35, ал. 1 от ЗЕ енергийните предприятия имат право да предявят искане за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, включително свързани със сигурността на снабдяването, защитата на околната среда и енергийната ефективност. За такива разходи според чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ се признават и разходите, произтичащи от задължения, свързани със защитата на обекти, представляващи критична инфраструктура в енергетиката. В тази връзка енергийните предприятия подават периодично заявление пред Комисията за компенсиране на тези разходи, като представят доказателства за тяхното основание и размер (чл. 35, ал. 3 от ЗЕ).

Установяването на критичните инфраструктури се осъществява по правилата на Наредбата за реда, начина и компетентните органи за установяване на критичните инфраструктури и обектите им и оценка на риска за тях (НРНКОУРИООР, обн. ДВ, бр. 81 от 2012 г.). Наредбата е приложима за сектор „Енергетика“ – чл. 2, ал. 1 от НРНКОУРИООР. Според § 2 от Преходните и заключителни разпоредби на НРНКОУРИООР стратегическите обекти и дейности от значение за националната сигурност, определени в списъка-приложение към Постановление № 181 на Министерския съвет от 2009 г. за определяне на стратегическите обекти и дейности, които са от значение за националната сигурност (ПМС № 181, обн., ДВ, бр. 59 от 2009 г.), се приемат за установени критични инфраструктури. По силата на чл. 1, ал. 1 от ПМС № 181 във връзка с т. V.2.3. от списъка – приложение към ПМС № 181 „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е стратегически обект от значение за националната сигурност, както и установена критична инфраструктура в сектор „Енергетика“. В тази връзка има задължения, произтичащи от План за възстановяване, който се отнася за случаите на пълно разпадане на електроенергийната система (ЕЕС) след тежки аварии. Съгласно чл.

131, ал. 1 от Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС) Планът за възстановяване се изготвя от оператора на електропреносната мрежа.

За да се приемат за обосновани и подлежащи на компенсиране по реда на чл. 35 от ЗЕ разходи, които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД е претърпяло при изпълнение на задълженията си по Плана за възстановяване, дружеството следва да докаже, че е изпълнявало разпоредения на компетентно лице за участие във възстановяването на ЕЕС след тежки аварии и осигуряването на аварийна помощ от съседни ЕЕС, разширяване на района около централата, запазила собствените си нужди и работеща в островен режим, разширяване на коридорите около централата за осигуряване на постепенно натоварване чрез повишаване на мощността, съответно свързване на районите и възстановяване на преносната мрежа. В тази връзка е необходимо да се извърши оценка дали централата е претърпяла допълнителни разходи, които да се компенсират. Следва да се има предвид, че разходите, възникнали за „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД от изпълнение на задължения по Плана за възстановяване и пълноценно участие в регулирането на честотата на напрежението в системата, се покриват чрез заплащане по регулирани цени или по цени на балансиращия пазар на дейностите, в които дружеството участва при възстановяване и регулиране на ЕЕС.

Цената за задължения към обществото, в случаите на компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ, не следва да покрива дефицити на дружествата от продажби на свободния пазар, тъй като по този начин не се постигат целите на либерализирания пазар, а именно чрез конкуренция да се оптимизират разходите, което да доведе до по-ниски цени и по-добро качество за крайните клиенти. Поради тези причини е неоснователен аргументът на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за включване на допълнителни разходи за критична инфраструктура в цената за задължения към обществото, а именно: по-висока себестойност на произведената от дружеството електрическа енергия в сравнение с постигната средна продажна цена на свободния пазар. В тази връзка дружеството следва да работи в посока оптимизация на разходите си, конкурентоспособност и гъвкавост, за да отговори на предизвикателствата на напълно либерализиран, отворен и интегриран пазар.

Предвид горното, разходите, които „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД претендира, не могат да се приемат като доказани и обосновани за компенсиране по реда на чл. 35, ал. 2, т. 4 от ЗЕ, тъй като произтичат от разлики между себестойността на произвежданата електрическа енергия от дружеството и цените на свободния пазар, т.е. загуби на дружеството в резултат на търговска дейност в условия на свободен пазар с ефективна конкуренция.

Във връзка с гореизложеното, цените за електрическа енергия и разполагаемост на „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са, както следва:

- 1. Цена за електрическа енергия – 46,85 лв./MWh, без ДДС, при:**
 - необходими приходи за енергия – 340 404 хил. лв.;
 - нетна електрическа енергия – 7 265 292 MWh.
- 2. Цена за разполагаемост – 28,23 лв./MW*h без ДДС, при:**
 - необходими приходи за разполагаемост – 236 210 хил. лв.;
 - разполагаемост на предоставената мощност – 8 367 410 MW*h.

„СЕНТРАЛ ХИДРОЕЛЕКТРИК ДЪО БУЛГАРИ“ ЕООД

Със заявление с вх. № Е-13-17-4 от 30.03.2017 г. „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД е направило искане за утвърждаване на цени на електрическата енергия, алтернативно за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 6 от ЗЕ, произтичащи от наложени задължения към обществото, свързани със защита на обекти, предназначени за регулиране нивото на водните обеми на язовир „Искър“, въз основа на издадено разпоредение от Министерството на околната среда и водите (МОСВ) с оглед

предотвратяване на рисковете за неконтролируемо изпускане на води, застрашаващо живота и здравето на населението в поречието на река Искър.

Дружеството предлага за периода от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. да му бъде утвърдена цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик в размер на 122,84 лв./MWh, при ценообразуващи елементи:

- необходими годишни приходи – 6 226 хил. лв.;
- регулаторна база на активите – 8 575 хил. лв.;
- среднопретеглена норма на възвръщаемост – 7,43%;
- нетна електрическа енергия – 50 683 MWh.

„Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД предлага горното количество нетна електрическа енергия да бъде включено в количествата електрическа енергия, изкупувани от обществения доставчик на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ.

„Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД е направило искане за признаване на разходи, произтичащи от наложени му задължения към обществото, в размер на 3 806 хил. лв. Дружеството посочва, че това са част от постоянните разходи, отчетени през 2016 г. За обосноваване на искането, дружеството е посочило, че каскада „Искър“ е единственото съоръжение на територията на гр. София, гарантиращо контролираното изтичане на язовир „Искър“ с оглед осигуряването на безопасността при бедствия и аварии. Посочва също, че независимо от големия обем инсталирана мощност ВЕЦ „Пасарел“ и ВЕЦ „Кокаляне“, обединени в каскада „Искър“, не могат да работят по всяко време и да произвеждат електрическа енергия в конкурентни условия. Дружеството твърди, че средногодишната използваемост на централите се свежда до около един календарен месец, като съоръженията изпълняват наложени задължения към обществото, свързани с предотвратяване на наводнения и природни бедствия от неконтролируемо изпускане на водни обеми от язовир „Искър“, съгласно заповед на министъра на околната среда и водите. В тази връзка „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД посочва необходимост от средства за осигуряване на безопасна и безаварийна експлоатация на съоръженията, включително за извършване на ежегоден технически преглед и изпълнение на необходимите инвестиционни и ремонтни дейности. Дружеството отбелязва, че предвид специфичните задължения, които изпълнява, работата му в условията на свободен пазар е рискова. За доказване на работата на ВЕЦ „Пасарел“ и ВЕЦ „Кокаляне“, обединени в каскада „Искър“, по разпореждане на МОСВ са приложени писма от МОСВ с изх. № 26-00-1189 от 17.05.2016 г., изх. № 91-00-29 от 11.05.2016 г., изх. № 26-00-671 от 10.03.2016 г., изх. № не се чете от 2016 г., изх. № 26-00-264 от 24.08.2016 г. и изх. № 04-00-224 от 20.10.2016 г.

Във връзка с изложеното в приетия от КЕВР доклад с вх. № Е-Дк-311 от 26.05.2017 г. по повод искането на „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД не е постъпило възражение от дружеството или от заинтересовани лица.

По отношение на искането на „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД за утвърждаване на цена на електрическата енергия за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. следва да се има предвид, че на основание чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ КЕВР определя разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик сключва сделки с крайните снабдители. Следователно предмет на сделките по регулирани цени са количествата електрическа енергия, определени по реда на чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ. В изпълнение на посочената законова разпоредба, Комисията е приела Решение № ТЕ-027 от 01.07.2017 г. относно определяне за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г. на разполагаемост за производство на електрическа енергия от производителите, в съответствие с която те са длъжни да сключват сделки по регулирани цени с обществения доставчик. В посоченото решение КЕВР не определя количества електрическа енергия на „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД за производство за регулирания пазар, поради което на дружеството не следва да бъдат утвърждавани цени.

По отношение на искането на „Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД за компенсиране на разходи по чл. 35, ал. 2, т. 6 от ЗЕ, произтичащи от наложени задължения към обществото, са релевантни обстоятелствата:

„Сентрал Хидроелектрик дъо Булгари“ ЕООД произвежда електрическа енергия от ВЕЦ с обща инсталирана мощност над 10 MW. Дружеството експлоатира ВЕЦ „Пасарел“ и ВЕЦ „Кокаляне“, обединени в каскада „Искър“, като общата инсталирана мощност на ВЕЦ „Пасарел“ е 31 MW, а на ВЕЦ „Кокаляне“ 25 MW.

Съгласно чл. 35, ал. 2, т. 6 от ЗЕ за разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, се приемат и такива от наложени други допълнителни задължения. Според чл. 35, ал. 3 от ЗЕ за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, енергийните предприятия подават заявление, към което следва да представят доказателства за основанието и размера на тези разходи.

Представените от дружеството писма на МОСВ не доказват размер на претърпени разходи през предходния ценови период, подлежащи на компенсиране по реда на чл. 35 от ЗЕ. Неоснователен е и аргументът на дружеството, че въпреки произведеното през 2016 г. количество електрическа енергия в размер на 94 585 MWh при сравнително висока средногодишна използваемост на каскадата, тъй като същата през 2016 г. е работила повече спрямо обичайното производство при нормална и средносуха година, приходите от продажби на електрическа енергия са значително по-малко от предходни отчетни периоди и не покриват необходимите приходи на централата, които биха се получили в условията на регулиран пазар. В тази връзка следва да се има предвид, че по реда на чл. 35 от ЗЕ се компенсират извършени разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, а не разходи, произтичащи от разлики между себестойността на произвежданата електрическа енергия от дружеството и цените на свободния пазар.

Предвид гореизложеното, на „Сентрал Хидроелектрик Дъо Булгари“ ЕООД не следва да бъдат компенсирани разходи по реда на чл. 35 от ЗЕ.

„Национална електрическа компания“ ЕАД

Прилаганите от НЕК ЕАД цени на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, са както следва:

– цена за задължения към обществото в размер на 37,02 лв./MWh, без ДДС, която се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция и електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи;

– цена, по която дружеството в качеството му на обществен доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдителни за доставка на електрическа енергия на клиентите на регулирания пазар – 107,90 лв./MWh, без ДДС;

– цена, по която дружеството в качеството му на обществен доставчик продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи – 39,99 лв./MWh, без ДДС;

– цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД – 59,98 лв./MWh, без ДДС.

I. Предоставена от НЕК ЕАД прогнозна информация

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-39 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени, НЕК ЕАД е предложило цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 74,25 лв./MWh, без ДДС. Дружеството не е предложило конкретни стойности на цена за задължения към обществото, цена, по която дружеството, в качеството

му на обществен доставчик, ще продава електрическа енергия на крайните снабдители, и цена, по която дружеството, в качеството му на обществен доставчик, ще продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи.

Прогнозата за следващия регулаторен период е разработена от обществения доставчик при следните предпоставки и условия:

- количествата електрическа енергия, необходими за крайните снабдители и за компенсиране на технологичните разходи по преносната и съответно по разпределителните мрежи, са по представените прогнози от електроснабдителните, електроразпределителните дружества и ЕСО ЕАД, в размер на 16 018 545 MWh;

- количествата електрическа енергия, които общественият доставчик ще изкупува от производители на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ), са съгласно предоставените от дружествата прогнози, като е отразено и въвеждането на нови мощности. Новите мощности са на производители, присъединени само към електроразпределителните мрежи. При обвързване на покупките и продажбите на електрическа енергия са отразени количествата от ВИ, съответстващи на нетното специфично производство (НСП). Количества електрическа енергия над НСП са отразени само в месеца, в който ВИ достигат лимита си;

- количествата електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство са по предоставените от производителите прогнози;

- общото количество електрическа енергия от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, предназначено за регулирания пазар, е прогнозирано на нивото на определеното в Решение № ТЕ-026 от 30.06.2016 г. на КЕВР – 3 682 870 MWh;

- количества електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД – 317 760 MWh за покриване потреблението на клиентите на крайните снабдители през зимните месеци от ноември до февруари, когато потреблението на регулирания пазар е по-голямо. НЕК ЕАД е разработило и втори вариант, при който количествата електрическа енергия от „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД са в размер на 1 707 863 MWh, а количествата на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД са намалени с 1 390 103 MWh до 2 292 767 MWh;

- количествата електрическа енергия от „Ей И Ес-3С Марица Изток 1“ ЕООД са малко по-големи от задължителното минимално количество за изкупуване по условията на Споразумението за изкупуване на енергия (СИЕ);

- количествата електрическа енергия от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД – малко над нивото на задължителните минимални количества за изкупуване по условията на СИЕ;

- определена цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, при следните изходни данни:

1. Условно-постоянни разходи – 96 668 хил. лв., прогнозирани на базата на отчета за 2016 г., с увеличение на някои от елементите на разходите: увеличени разходи за ремонти с 3 140 хил. лв. спрямо отчета за 2016 г., увеличени разходи за заплати, разходи за осигуровки и социални разходи с 1,55%, и увеличени разходи, пряко свързани с дейността по лицензията;

2. Променливи разходи в размер на 83 094 хил. лв.;

3. Регулаторна база на активите в размер на 1 285 148 хил. лв.;

4. Норма на възвръщаемост от 5%;

5. Количества произведена електрическа енергия – 3 285 713 MWh, изчислени като средногодишно производство за последните 11 години;

- компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ за следващия регулаторен период в размер на 3% от цената за енергия на обществения доставчик за регулирания пазар;

- некомпенсирани разходи, които НЕК ЕАД следва да се покрие от регулирания пазар, в размер на 10 274 хил. лв., в т.ч.:

1. Разходи на обществения доставчик във връзка с Решение № Ц-26 от 21.07.2016 г. на КЕВР, издадено въз основа на влязло в сила решение № 5692 от 14.09.2015 г. по а.д. № 5802/2015 г. на АССГ, потвърдено с решение на ВАС № 5966 от 18.05.2016 г. по а.д. № 12676/2015 г., в размер на 561 хил. лв.;

2. Разходи на обществения доставчик във връзка с Решение № Ц-4 от 16.03.2017 г., издадено въз основа на влязло в сила решение № 1166 от 24.02.2016 г. по а.д. № 3908/2015 г. на АССГ, потвърдено с решение № 14068 от 20.12.2016 г. на ВАС по а.д. №4555/2016 г., в размер на 5 585 хил. лв.;

3. Разходи на обществения доставчик, произтичащи от извършена корекция на елемента РС от цената за възстановяване на капитала, вследствие на изменение на договора за присъединяване между „Ей И Ес-3С Марица Изток 1“ ЕООД и ЕСО ЕАД, в размер на 585 хил. лв.;

4. Разходи за изкупуване на електрическа енергия от „Брикел“ ЕАД, произтичащи от Решение № Ц-51 от 30.12.2015 г. на КЕВР, с което се увеличава преференциалната цена на дружеството, без да се отрази в продажната цена на обществения доставчик. Допълнителните разходи, които е направило НЕК ЕАД за периода 01.01.2016 г. – 30.06.2017 г., са 2 360 хил. лв.;

5. С писмо с вх. № Е-13-01-39 от 05.05.2017 г. относно допълнение към заявление за утвърждаване на цени на електрическа енергия от НЕК ЕАД, общественият доставчик предявява за компенсиране и разходи в размер на 1 183 хил. лв., свързани с Решение № Ц-8 от 28.04.2017 г. на КЕВР и Решение № Ц-4 от 16.03.2017 г. на КЕВР;

– некомпенсирани разходи за предходни ценови периоди, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, в размер на 1 510 767 хил. лв., в т.ч.:

1. Разходи за електрическа енергия по дългосрочни договори за периода 01.07.2014 г. – 31.07.2015 г. в размер на 502 641 хил. лв.;

2. Разходи за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници за периода 01.07.2014 г. – 31.07.2015 г., в размер на 245 082 хил. лв.;

3. Разходи за емисии парникови газове за периода 01.07.2014 г. – 31.07.2015 г. в размер на 102 835 хил. лв.;

4. Разходи за дейността „обществена доставка“ за периода 01.07.2014 г. – 31.07.2015 г. в размер на 25 211 хил. лв.;

5. Компенсация на неизкупената разполагаемост по дългосрочни договори за ценовия период 01.08.2013 г. – 30.06.2014 г. в размер на 87 172 хил. лв.;

6. Компенсация на разходите, свързани с експлоатацията на ПАВЕЦ за ценовия период 2013 г. – 2014 г. до стартиране на балансиращия пазар, в размер на 243 156 хил. лв.;

7. Невъзстановени разходи от Методика за компенсиране на разходите по чл. 35 от Закона за енергетиката и за разпределение на тези разходи между крайните клиенти, присъединени към електроенергийната система, свързани със задължително изкупуване на електрическа енергия (Методика), произведена от възобновяеми източници, в размер на 79 530 хил. лв.;

8. Невъзстановени разходи на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД от Методиката, по Вътрешно Арбитражно Дело (ВАД) № 360/2014 г., в размер на 19 187 хил. лв.;

9. Невъзстановени разходи от Фонда за въглеродни емисии за ценовия период 2013 г. – 2014 г. в размер на 205 953 хил. лв.;

– Общественият доставчик предлага количествата електрическа енергия над определените в решението на КЕВР по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ за количества електрическа енергия, предназначени за покриване на технологичните разходи по преноса през електропреносната и електроразпределителните мрежи, да се продават от обществения доставчик по утвърдената цена за крайните снабдителни, без компонентата за задължения към обществото. НЕК ЕАД аргументира предложението си с разпоредбата на чл. 97, ал. 1, т. 1 от ЗЕ, въз основа на която общественият доставчик е задължен да им доставя цялото необходимо количество електрическа енергия, независимо че то надхвърля определените с

решения на КЕВР прогнозни количества, и то по утвърдената регулирана цена за технологични разходи. Според НЕК ЕАД количествата електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, прогнозираните от електроразпределителните дружества за новия регулаторен период, са силно занижени (с над 10% спрямо отчета за 2016 г.) и НЕК ЕАД ще понесе финансовия риск от неточното прогнозиране, т.е. ще направи допълнителни разходи за осигуряване на енергия за технологични разходи над прогнозираните, което ще се отрази негативно на финансовия резултат на дружеството. Общественият доставчик подчертава, че разпределителните дружества получават електрическа енергия за покриване на технологични разходи по цена под пазарните нива, като не понесат никакви санкции за увеличените технологични разходи и нямат стимул за тяхното намаление.

II. Анализ на постъпилото становище от НЕК ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-01-54 от 08.06.2017 г. и вх. № Е-13-01-58 от 21.06.2017 г. НЕК ЕАД е представило възражения, както следва:

1. Общественият доставчик счита определената в доклада прогнозна средна преференциална цена на електрическата енергия от възобновяеми източници (ВИ) в размер на 277,87 лв./MWh за силно подценена и с 18,55 лв./MWh по-ниска спрямо заявената и изчислена по прогнозите от производителите цена, възлизаща на 297,42 лв./MWh, което се равнява на 68 млн. лв. по-малко разходи за закупуване на електроенергия по чл. 31, ал. 5 от ЗЕВИ. Дружеството отчита трайна тенденция при определянето на средната преференциална цена на електроенергията от ВИ, Комисията да не се съобразява както с прогнозите на производителите, така и с отчетената за регулаторните периоди цена, и посочва, че законови задълженията за изкупуване на електроенергия от ВИ имат както обществения доставчик, така и крайните снабдители, но рискът от неточните прогнози е само за обществения доставчик.

Комисията приема възражението за частично основателно. Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ, са преизчислени на база отчетни данни за производството за 2016 г., предоставени от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) и НЕК ЕАД, като са взети предвид:

- актуализираните преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, утвърдени с Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР;
- количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия от ВИ над нетното специфично производство;
- обстоятелството, че поради задължението на обществения доставчик по чл. 69, ал. 1 от ПТТЕЕ, част от разходите за изкупуване на електрическа енергия от ВИ са предизвикани от платими по преференциална цена излишъци в деня на доставка (Д), които следва да се покриват чрез приходи на НЕК ЕАД, формирани от цената по чл. 73 от ПТТЕЕ и методиката за разпределяне на задължения по небаланси в специалната балансираща група на обществения доставчик.

2. НЕК ЕАД изразява несъгласие с непризнаването на общо 14 млн. лв. от условно-постоянните разходи, формиращи цената на произведената от собствени ВЕЦ електрическа енергия, като посочва, че разходите за безплатна храна се определят въз основа на Наредба № 11 от 21.12.2015 г. и се обвързват с минималната работна заплата за страната, разходите за охрана са съгласно сключени договори и са в изпълнение на Закона за защита при бедствия, Закона за Държавна агенция „Национална сигурност“, Правилника за прилагането на Закона за Държавна агенция „Национална сигурност“ и ПМС № 181, а социалните разходи са определени в съответствие с колективния трудов договор и са съгласувани с централните синдикални организации, Национална федерация на енергетиците – КНСБ, Федерация „Енергетика“ – Подкрепа, Независима синдикална федерация на енергетиците в България – КНСБ. Според НЕК ЕАД намалението на разходите за услугата водоподаване и такса

водовземане е неоправдано поради по-големите количества подавана вода за следващия регулаторен период вследствие очакваното по-високо производство на електроенергия от ВЕЦ от отчетеното за базовата година.

Комисията приема възражението за неоснователно. Приложимият по отношение на НЕК ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период, като Комисията преценява икономическата обосноваемост на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на централите. В тази връзка е признатото завишение на разходите за ремонт на съоръженията. Следва да се има предвид, че цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 70,03 лв./MWh е със 17% по-висока спрямо утвърдената за регулаторния период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. и финансово ще обезпечи икономически обосноваемите разходи на дружеството. Допълнителните разходи, възникнали в резултат на преговори със синдикални организации и изменение на съществуващи договори, следва да се покриват от допълнителните приходи на дружеството от продажба на балансираща енергия и пикова енергия на свободния пазар.

3. По отношение корекцията на разходите за ПАВЕЦ и препоръката излишните количества да се реализират на платформата на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ), дружеството счита, че на този етап последното е невъзможно, тъй като при регистриране на графика за работа за следващия ден борсата вече е приключила сесията си, а все още няма действаща платформа за търгуване в рамките на деня.

Комисията приема възражението за неоснователно. Разпоредбите на глава шеста, раздел I от ПТЭЕ регламентират сроковете за подаването на графици към обществения доставчик, които позволяват реализиране на излишните количества. Следва да се има предвид също, че платформата за търгуване в рамките на деня се очаква да стартира в началото на 2018 г.

4. Дружеството настоява компонентата за дейността по чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ да бъде определена в размер на максималната допустима стойност от 3%, тъй като приходите от нея не могат да възстановят напълно разходите на обществения доставчик, поради големия размер на лихвите, които дружеството трябва да погаси по кредитните споразумения с БЕХ ЕАД.

Горното възражение Комисията приема за неоснователно. Според разпоредбата на чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ утвърдените необходими годишни приходи за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ включват и компонента в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. В тази връзка Комисията счита, че при определянето на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от крайни снабдители“ и за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ следва да бъде приложен общ подход, като компонентата бъде изчислена в размер на 2,29% от цената за енергия на НЕК ЕАД за регулирания пазар. Аргументи за определяне на стойността на тази компонента са изложени по-долу в мотивите на настоящото решение. Следва да се има предвид, че за погасяване на главниците и лихвите по кредитните споразумения с БЕХ ЕАД, освен приходите си от компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, дружеството следва да използва приходите си от признати разходи за предходни ценови периоди и част от реализираната печалба от продажба на електрическа енергия на свободния пазар.

5. Общественият доставчик отбелязва, че за предстоящия регулаторен период, с изключение на разходи по Методика за компенсиране на разходите на обществения доставчик и крайните снабдители, произтичащи от наложени им към обществото задължения за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми енергийни източници и високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, приета с решение по Протокол № 117 от 16.07.2012 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (Методиката от 2012 г.), не са предвидени за компенсиране

разходи, извършени през минали регулаторни периоди, въпреки че КЕВР за една част от тях е приела план за поетапно компенсирание. Според дружеството невъзстановените разходи към момента възлизат на 1 441 742 хил. лв. Във връзка с горното, НЕК ЕАД отправя предложение за постепенното намаляване на натрупания тарифен дефицит, с цел избягване нарастването на начисляваните лихви за просрочени плащания, чрез разработване на подходящ механизъм за компенсирание на разходите от минали регулаторни периоди, със срокове за погасяване, които стриктно да се спазват, без да се разсрочват безкрайно във времето.

Комисията приема по принцип предложението на НЕК ЕАД по отношение на компенсирането на предявените от обществения доставчик разходи за възстановяване за минали периоди. Но следва да се има предвид, че преди изготвянето на подобен механизъм е необходим допълнителен анализ и проверка за установяване на реалния размер на некомпенсираните разходи, както и каква част от тях следва да бъдат класифицирани като тарифен дефицит, след което механизмът за възстановяване, както и тарифният дефицит, следва да преминат процедура по нотификация в Европейската комисия (ЕК).

6. Дружеството възразява срещу непризнаването на допълнително възникнали разходи от решения на КЕВР за утвърждаване на по-високи преференциални цени въз основа на влезли в сила съдебни решения за минали регулаторни периоди. Според дружеството изводът за надвзет приход от цена за задължения към обществото, в резултат на по-ниското производство на „Брикел“ ЕАД, не е коректен, тъй като НЕК ЕАД не изкупува само и единствено електроенергия от „Брикел“ ЕАД и е необходимо при извършването на анализа да се вземат предвид всички законови задължения по чл. 93а, чл. 94, чл. 97 и др. от ЗЕ, а така също и признатите, но некомпенсираните до момента разходи от минали периоди, като се отчете фактът, че всеки допълнителен разход за минали периоди, възникнал в резултат на изпълнение на влезли в сила съдебни решения, нарушава паричния поток на НЕК ЕАД за текущите периоди.

Комисията приема възражението за неоснователно. При спазване на принципите, заложи в ЗЕ при утвърждаване на цените, Комисията следва да осигурява равнопоставеност и баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите и е недопустимо да отразява в цените допълнително възникнали разходи за енергийните дружества, тъй като *„нарушават паричния им поток“*, но да не взема под внимание надвзети приходи, които са облекчили паричния им поток в значителна степен. Аргументи относно некомпенсираните разходи от минали периоди са изложени по-горе в т. 5 и по-долу в настоящото решение.

7. Общественият доставчик очаква на база отчетните данни за периода от 01.07.2016 г. до 31.05.2017 г. предвидените в разпределението на приходите от ФСЕС средства за намаляване на цената за задължения към обществото за текущия регулаторен период да бъдат с недостиг от 10 319 хил. лв. Дружеството напомня, че тъй като съгласно чл. 18 от Наредбата за реда и начина за набирането, разходването, отчитането и контрола на средствата на Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (обн. ДВ, бр. 97 от 2015 г.) разходите на обществения доставчик, които следва да бъдат покрити със средства от ФСЕС, включително за минали регулаторни периоди, се определят съобразно решенията на КЕВР за утвърждаване на цени на електрическа енергия, недостигът на средства за текущия регулаторен период в размер на 10 319 хил. лв. следва да бъде предвиден като разход за компенсация през следващия регулаторен период. НЕК ЕАД също така посочва, че съществува потенциален риск от недостиг на приходи във ФСЕС, произтичащ от средната тръжна цена на нетните количества квоти за емисии на парникови газове, които България ще реализира на Европейската енергийна борса.

Във връзка с горните аргументи на НЕК ЕАД следва да се има предвид, че към настоящия момент Комисията не разполага с официални документи и отчетни данни за целия регулаторен период, които да позволят извършване на проверка относно обосноваването на исканията за компенсация, както и да извърши анализ на надвзети и недовзети приходи на

НЕК ЕАД по отделните пера, по които дружеството следва да бъде компенсирано от ФСЕС. След представянето на всички факти и документи, относими към възникналия дефицит, Комисията ще може да прецени обосноваването на искането на обществения доставчик, респективно да предвиди или не компенсация през следващ регулаторен период.

III. Ценообразуващи елементи

1. Цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД

След анализ на информацията, която се съдържа в подаденото от НЕК ЕАД заявление за цени и в представения предварителен годишен финансов отчет на дружеството за 2016 г., са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

Разходите за заплати, разходите за осигурителни вноски, разходите за горива, работно облекло, канцеларски материали, пощенски разходи, абонаментно поддържане, вода, отопление и осветление са признати на ниво отчет 2016 г. Разходите за безплатна предпазна храна, социалните разходи и разходите за въоръжена и противопожарна охрана са признати на ниво отчет 2015 г. В структурата на условно-постоянните разходи не са включени заявените от дружеството разходи, класифицирани като: други разходи и други външни услуги. Поисканото увеличение на разходите за ремонт в размер на 3 140 хил. лв. е обосновано предвид гарантиране на безопасността и сигурността на съоръженията и отразено в общата стойност на условно-постоянните разходи.

Променливите разходи са коригирани от 83 094 хил. лв. на 76 792 хил. лв. в резултат на: Разходите за такси водоземане са коригирани до отчетните нива през базисната година. Разходите за закупена електрическа енергия от ПАВЕЦ са коригирани от 29 400 хил. лв. на 24 077 хил. лв. Предложението от дружеството размер на тези разходи отразява 420 000 MWh закупена електрическа енергия за недопускане на делегиран излишък в Д-1. Предвид възможностите, които предлага пазара „ден напред“, общественият доставчик следва да полага усилия за реализиране на тези излишъци на платформата на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД. В тази връзка прогнозните количества за работа на ПАВЕЦ в помпен режим са коригирани с 11,5% на 372 000 MWh и остойностени по среднопретеглена цена на микса от електрическа енергия на централи с недиспечерируемо производство (ВЕИ и ВЕКП) и такива с бандов график – „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, и са представени в следващата таблица:

	<i>Количество, MWh</i>	<i>Цена, лв./MWh</i>	<i>Разходи на НЕК ЕАД</i>
Електрическа енергия - консум. ПАВЕЦ, в т.ч.:	372 000	64,72	24 077
„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	130 200	54,92	7 151
ВЕИ и ВЕКП производители	241 800	70,00	16 926

Цените на ВИ и ВЕКП производителите са приети на нивото на пазарната цена, тъй като разликата до действителната стойност на прилаганите преференциални цени се покрива от цената за задължения към обществото. Посоченият механизъм е валиден единствено при обвързване на графици в деня преди доставката Д-1, като закупената електрическа енергия за работата на ПАВЕЦ, предизвикана от излишъци в деня на доставка Д, следва да се покрива от балансиращия пазар.

Корекции по предложените стойности на регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала не са прилагани.

В резултат на гореизложеното цената за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, е определена в размер на 70,03 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- 1. Необходими годишни приходи – 230 101 хил. лв., в т.ч.:**
- условно-постоянни разходи – 89 108 хил. лв.;
 - променливи разходи – 76 792 хил. лв.;
 - възвръщаемост – 64 201 хил. лв.
- 2. Количества произведена електрическа енергия – 3 285 713 MWh.**

2. Цена за задължения към обществото

Цената за задължения към обществото е формирана въз основа на: разходи, отразяващи разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които общественият доставчик ще закупува електрическа енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ през новия ценови период; разходи за компенсиране на разходи за периода 01.07.2012 г. – 31.07.2013 г. на обществения доставчик от Методиката от 2012 г. и разходи за компенсиране на обществения доставчик във връзка с Наредба № Е-РД-04-06 от 28.09.2016 г. за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници (ННТРЕВИ).

Необходимите приходи от цената за задължения към обществото са намалени с очакваните приходи от ФСЕС, създаден по чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ за управление на средствата за покриване на разходите, извършени от обществения доставчик, произтичащи от задълженията му по чл. 93а, определени с решение на Комисията, включително за минали регулаторни периоди. Приходите на фонда са оценени на 478 647 хил. лв., като включват приходите, получени от търговете на квоти за емисии на парникови газове, предвидени в Закона за опазване на околната среда, постъпленията от продажбата на енергия от възобновяеми източници, постъпили от договори за статистическо прехвърляне по ЗЕВИ и приходите съгласно чл. 36е от ЗЕ.

Пълният размер на приходите от продажба на квоти емисии е оценен на 228 036 хил. лв., като са взети предвид прогнозните по-високи нетни количества квоти за емисии на парникови газове спрямо 2016 г., които Р България ще реализира на Европейската енергийна борса (EEX). За целите на изготвената прогноза е използвана информация от МОСВ, съгласно която през 2016 г. на общата тръжна платформа, осигурена от EEX, ще бъдат реализирани 22 595 500 общи квоти за емисии на парникови газове от инсталации. Въз основа на постигнатата средна тръжна цена на годишна база през 2015 г. и прогнозите на анализаторите, общите квоти са остойностени по средна цена в размер на 5,16 €/квота.

Въз основа на прогнозата за следващия ценови период за вътрешното потребление на електрическа енергия и електрическата енергия за износ, обвързана с производството на електрическа енергия, приходите във фонда по чл. 36е от ЗЕ са оценени на 250 612 хил. лв.

Разходите на обществения доставчик, които фондът следва да покрива, са представени в следващата таблица:

Разпределение на приходите от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“		
	Разходи на обществения доставчик	<i>хил. лв.</i>
1	Компенсация на разходи на ОД от Методиката от 2012 г. за периода 01.07.2012 – 31.07.2013 г.	79 530
2	Компенсация на обществения доставчик за предвидените в Наредба за намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от възобновяеми източници, отстъпки от компонентата за зелена енергия	108 426
3	Компенсация на обществения доставчик за дължимата от производителите със сключени СИЕ вноска по чл. 36е от ЗЕ	51 663
4	Средства от фонда за намаляване на цената за задължения към обществото	239 028

В частта невъзстановени разходи на обществения доставчик от предходни ценови периоди, които ФСЕС следва да компенсира на НЕК ЕАД, са включени единствено невъзстановените разходи на обществения доставчик от Методиката от 2012 г. за периода 01.07.2012 – 31.07.2013 г. в размер на 79 530 хил. лв.

По отношение на останалите разходи, предявени от обществения доставчик за възстановяване, след допълнителен анализ и проверка, в която да се установи техният реален размер, както и каква част от тях следва да бъдат класифицирани реално като тарифен дефицит, следва да се изготви дългосрочен механизъм, чрез който от ФСЕС тези некомпенсирани средства да бъдат възстановени на дружеството през следващи ценови периоди при спазване на принципите, заложи в ЗЕ, сред които са: осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент, като се отчитат задълженията на обществения доставчик, на крайните снабдители и на операторите на електропреносни и електроразпределителни мрежи, свързани с осъществяването на услуги от обществен интерес. Следва да се има предвид, че механизъмът за възстановяване, както и тарифният дефицит, следва да преминат процедура по нотификация в Европейската комисия (ЕК).

Разходите на обществения доставчик, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото, са представени в следващата таблица:

Разходи на обществения доставчик, които следва да се покрият от цената за задължения към обществото				
		Количество електрическа енергия	Разходи за електрическа енергия по преференциална цена	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик
		MWh	хил.лв.	хил.лв.
1	ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	3 218 400	542 815	317 527
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	4 593 886	490 450	168 878
3	ВЕИ	3 681 386	1 026 934	769 237
4	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	2 799 776	420 012	224 028
5	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ за намаляване на цената за задължения към обществото			-239 028
6	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик, които следва да се покрият от приходите от цена за задължения към обществото			1 240 641

Некомпенсираните разходи на НЕК ЕАД за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, от високоефективно комбинирано производство и по сключените СИЕ съгласно чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ, се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на тази електрическа енергия и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена. За целите на ценообразуването е приета средногодишна пазарна цена от 70,00 лв./MWh, съобразена с продуктите, които НЕК ЕАД има възможност да предлага на пазара на електрическа енергия. Посочената цена е изчислена, като са взети предвид и отчетни данни от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД и „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД за постиганата среднопретеглена продажна цена на свободния пазар за 2016 г., както и среднопретеглена годишна цена на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД, румънската борса OPCOM и унгарската борса NUPX, получени въз основа на среднопретеглени месечни отчетни цени за 2016 г., с отразени резултатите от годишните търгове за преносни способности (капацитети) на румънско-българска граница.

Съгласно чл. 35, ал. 5 и чл. 100, ал. 3 от ЗЕ тези разходи се разпределят по прозрачен начин между всички крайни клиенти, включително ползващите електрическа енергия от внос, присъединени към електроенергийната система, оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи. Цената за задължения към обществото се изчислява върху цялото потребление на електрическа енергия в страната и се заплаща от всички крайни клиенти, включително оператора на електропреносната мрежа и

операторите на електроразпределителните мрежи, като за клиентите на регулирания пазар е включена в цената за активна енергия на крайните снабдители, а за клиентите на свободния пазар като добавка към договорената цена на електрическата енергия.

По-долу, предвид разпоредбите на ННТРЕВИ, освен цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, са представени и цените, определени в съответствие с условията на посочената наредба.

Формирането на компонентата за разпределение на разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, като част от цената за задължения към обществото и формирането на цената за задължения към обществото е представено в следващата таблица:

Формиране на цена за задължения към обществото				
		Количество електрическа енергия	Необходими приходи	Цена
		MWh	хил. лв.	лв./MWh
1	Компонента на цената за задължения към обществото, отразяваща разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници	33 301 348	769 237	23,10
2	Цена за задължения към обществото	33 301 348	1 240 641	37,25

Въз основа на изложеното по-горе цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, 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 чл. 35 от ЗЕ, е 37,25 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,10 лв./MWh.

За предприятията, отговарящи на условията на ННТРЕВИ, цените за задължения към обществото, са както следва:

1. в случай на интензивност на електроенергията от 5% до 10%, включително – 28,01 лв./MWh;
2. в случай на интензивност на електроенергията над 10% до 20%, включително – 23,39 лв./MWh;
3. в случай на интензивност на електроенергията над 20% – 17,62 лв./MWh.

3. Цени на НЕК ЕАД, по които, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи

3.1. Средна покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик („Миксова цена“)

Поради свиване на дела на регулирания пазар и предвид задълженията на НЕК ЕАД да изкупува произведената електрическа енергия от възобновяеми източници, от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и по СИЕ, както и поради факта, че тази енергия почти напълно покрива количествата електрическа енергия, заявени за продажба от крайните снабдители, е обосновано за следващия ценови период да се определят количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД ще реализира както на регулирания пазар, така и на пазара по свободно договорени цени. Следва да се има предвид, че и към момента дружеството продава електрическа енергия от горните производители на свободния пазар и на балансиращия пазар.

В таблицата по-долу са представени по производители количествата електрическа енергия, които НЕК ЕАД следва да реализира на регулирания пазар, както и за информация – количествата електрическа енергия за свободния пазар.

Количества електрическа енергия, които НЕК ЕАД следва да реализира на свободния и регулирания пазар				
№	Производители	Общо количество електрическа енергия, MWh	Електрическа енергия за регулиран пазар, MWh	Електрическа енергия за свободен пазар, MWh
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 100 527	3 100 527	0
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	900 103	900 103	0
3	Закупена електрическа енергия по реда на чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	17 579 161	11 847 915	5 731 246
3.1	„Ей и Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	3 218 400	2 445 984	772 416
3.2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	4 593 886	3 675 109	918 777
3.3	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	2 799 776	2 236 621	563 155
3.4	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ	3 681 386	2 576 970	1 104 416
3.5	Производители в състава на НЕК ЕАД	3 285 713	913 231	2 372 482
4	ОБЩО:	21 579 791	15 848 545	5 731 246

От общото количество електрическа енергия, изкупувано от НЕК ЕАД:

– 15 848 545 MWh са предназначени за продажба на крайните снабдители за осигуряване потреблението на електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар и на електропреносното и електроразпределителните дружества за покриване на технологични разходи (регулиран пазар);

– 5 731 246 MWh са предназначени за реализиране на пазара по свободно договорени цени и за износ, като разликата между по-високите от пазарните цени (по които НЕК ЕАД изкупува електрическата енергия по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ) и пазарната цена се компенсира чрез част от приходите на обществения доставчик от цената за задължения към обществото.

Количествата и разходите, участващи при формиране на „миксовата цена“ на НЕК ЕАД за регулирания пазар, са представени в таблицата по-долу:

Формиране на средната покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик				
	ПОЗИЦИЯ	Прогноза за регулаторния период		Средна цена на електрическата енергия
		MWh	хил.лв.	лв./MWh
1	2	3	4	5
1	„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД	3 100 527	170 281	54,92
2	„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД	900 103	67 580	75,08
3	Закупена електрическа енергия по реда на чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ	11 847 915	1 923 237	162,33
3.1	„Ей и Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД	2 445 984	412 540	168,66
3.2	„КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД	3 675 109	392 360	106,76
3.3	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	2 236 621	335 530	150,02
3.4	ВИ, в т.ч. малки ВЕЦ	2 576 970	718 854	278,95
3.5	Производители в състава на НЕК ЕАД	913 231	63 954	70,03
4	Средна покупна цена на обществения доставчик (р.1+р.2+р.3)	15 848 545	2 161 097	136,36

Разходите за електрическа енергия от „Ей и Ес – ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „КонтурГлобал Марица Изток 3“ АД, участващи във формирането на средната покупна цена за електрическа енергия на НЕК ЕАД, са изчислени на база показателите, заложиени във финансовите модели към сключените СИЕ.

Количествата и разходите за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, са изчислени на база отчетни данни за производството за 2016 г., предоставени от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) и НЕК ЕАД. С Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., на основание § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) е установено нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в съответните решения на Комисията по ЗЕВИ. Съгласно изменението на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) общественият доставчик, съответно крайните снабдители, изкупуват произведената електрическа енергия от възобновяеми източници по преференциална цена до размера на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциални цени в съответните решения на КЕВР. В съответствие с изложените факти и обстоятелства са редуцирани количествата електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, които НЕК ЕАД е длъжно да изкупува. При определяне на разходите за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени са взети предвид и изискванията на § 18 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.).

Количествата електрическа енергия от производители с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са отчетени в съответствие с Решение № Ц-18 от 01.07.2017 г.

Некомпенсираните разходи, заявени от НЕК ЕАД, които следва да се покрият от регулирания пазар, в размер на 10 274 хил. лв. не са включени в миксовата цена на дружеството. Една от компонентите, формиращи общата стойност на заявените разходи за компенсиране, е некомпенсиран разход за изкупуване на електрическа енергия от „Брикел“ ЕАД, произтичащ от Решение № Ц-51 от 30.12.2015 г. на КЕВР, с което се увеличава преференциалната цена на дружеството, без това повишение да се отрази в продажната цена на обществения доставчик. След анализ на изходните данни при определяне на некомпенсирания разход, свързан с произведената електрическа енергия от „Брикел“ ЕАД, който следва да се покрие от утвърдената с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. цена за задължения към обществото и отчетните данни за периода 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. е установено следното:

	Ценообразуващи елементи	Количество електрическа енергия, MWh	Цена, лв./MWh	Разходи на ОД, хил. лв.	Некомпенсиран разход на ОД, хил. лв.
	к.1	к.2	к.3	к.4=(к.2*к.3)	к.5=к.4-к.2*73,00
1	Решение № Ц-27 от 31.07.2015г.	663 476	119,08	79 007	30 573
2	Отчет за периода 01.07.2015 г. – 31.12.2015 г.	203 841	119,08	24 273	9 393
3	Отчет за периода 01.01.2016 г. – 30.06.2016 г.	163 785	133,49	21 864	9 907
4	Отчет за периода 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. (р.2+р.3)	367 626	125,50	46 137	19 300
5	Некомпенсиран разход (р.4-р.1)				- 11 273

Видно от гореизложените данни, в цената за задължения към обществото, утвърдена с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г., са включени 11 273 хил. лв. в повече над необходимите за компенсиране на разликата между пазарната цена на електрическата енергия и цените, по които общественият доставчик изкупува електрическа енергия, произведена от „Брикел“ ЕАД. В тази връзка констатираният надвзет приход на НЕК ЕАД покрива напълно претендираните некомпенсирани разходи, заявени от НЕК ЕАД, които следва да се покрият от регулирания пазар в размер на 10 274 хил. лв. и същите не следва да се включват в „миксовата цена“ на обществения доставчик.

3.2. Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“

Според чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ компонентата за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ следва да бъде определена в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството. Комисията приема размерът на тази компонента да бъде запазен на нивото, утвърдено с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, а именно: в размер на 2,29% от средната покупна цена за енергия на обществения доставчик – 3,12 лв./MWh, тъй като не са налице факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер.

3.3. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители

Предвид изложеното по-горе в т. 3.1 и т. 3.2 формирането на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители, е представено в следващата таблица:

Формиране на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители		
	ПОЗИЦИЯ	Средна цена на електрическата енергия лв./MWh
1	2	3
1	Средна покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик	136,36
2	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“	3,12
3	Приходи от цена за задължения към обществото, отразяващи разходи за покупка на електрическа енергия, реализирани на регулиран пазар	-69,02
4	Цена на електрическата енергия за регулиран пазар, без включена цена за задължения към обществото (р.1+р.2+р.3)	70,46
5	Цена за задължения към обществото	37,25
6	Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители (р.4+р.5)	107,71

3.4. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи

В подаденото заявление с вх. № Е-13-01-39 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени общественият доставчик отбелязва, че когато необходимите количества електрическа

енергия за покриване на технологичните разходи по преноса и разпределението надхвърлят размера, определен в съответното решение на КЕВР по чл. 21, ал. 1, т. 21 от ЗЕ, общественият доставчик осигурява допълнителната електрическа енергия по миксовата си цена, като я продава на значително по-ниската цена за технологични разходи, утвърдена от Комисията, в резултат на което дружеството реализира финансови загуби. За да се избегне това, НЕК ЕАД предлага в случай на превишаване на утвърдените от КЕВР количества енергия за покриване на технологичните разходи, в резултат на увеличаване на определените количества пренесена електрическа енергия през съответната мрежа или поради надхвърляне на признатия процент технологични разходи, допълнителните количества електрическа енергия да се продават от обществения доставчик по утвърдената цена за крайните снабдители, без компонентата за задължения към обществото.

При анализ на данните от последните три регулаторни периода е видно, че утвърдените по прогнози на електроразпределителните дружества количества за технологичен разход са надхвърлени през периода 01.07.2014 г. – 31.08.2015 г., като се очаква подобна ситуация и през настоящия регулаторен период. При сравнение на графиците на крайните снабдители и електроразпределителните дружества към обществения доставчик и отчетните данни могат да се направят следните констатации:

- През преобладаващата част от месеците количествата електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по график са по-големи от отчетените;

- През по-голямата част от месеците количествата електрическа енергия на крайните снабдители по график са по-малки от фактурираните на крайни клиенти;

- През преобладаващата част от месеците специалните балансиращи групи, в които преки членове са електроразпределителните дружества и крайните снабдители, са в излишък, поради по-големите количества електрическа енергия за технологичен разход по график.

Горното обосновава извода, че по-ниската цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, е предпоставка за ощетяване на обществения доставчик поради следното:

- Количествата над определената квота за технологични разходи се осигуряват на по-висока себестойност от обществения доставчик;

- Фактурираните количества електрическа енергия от крайните снабдители съдържат и компонентата за задължения към обществото, която не се превежда на обществения доставчик. По-ниските количества по график на крайните снабдители от фактурираните се нетират на ниво специална балансираща група от по-високите такива за технологични разходи, за които не се дължи цена за задължения към обществото, тъй като съгласно чл. 26, ал. 3 от ПТЗЕ тази цена се заплаща върху утвърдените измерени стойности на количеството електрическа енергия за технологични разходи.

Предвид горното и изложеното от Комисията в мотивите към Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г., е налице необходимост електрическата енергия за покриване на технологичните разходи да се купува от електропреносното и електроразпределителните дружества по цени, близки до пазарните, с оглед създаване на стимули за намаляване на технологичните разходи и плавно преминаване към пълна либерализация на пазара на електрическа енергия. В тази връзка при формирането на необходимите годишни приходи, съответстващи на тази цена, ценообразуващият елемент C_{cp} следва да е равен на „миксовата цена“ на обществения доставчик. Още повече, че са едни и същи източниците, от които НЕК ЕАД получава електрическа енергия както за покриване на потреблението на крайните снабдители, така и за покриване на технологичните разходи по преноса и разпределението.

Формирането на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, е представено в следващата таблица:

Формиране на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи		
	ПОЗИЦИЯ	Средна цена на електрическата енергия
		лв./MWh
1	2	3
1	Средна покупна цена за електрическа енергия на обществения доставчик	136,36
2	Компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“	3,12
3	Приходи от цена за задължения към обществото, отразяващи разходи за покупка на електрическа енергия, реализирани на регулиран пазар	-69,02
4	Цена, по която НЕК ЕАД продава електрическа енергия за покриване на технологични разходи (р.1+р.2+р.3)	70,46

Предвид гореизложеното, цените на НЕК ЕАД са определени, както следва:

1. Цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД – 70,03 лв./MWh без ДДС, при необходимими годишни приходи – 230 101 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия – 3 285 713 MWh.

2. Цена за задължения към обществото в размер на 37,25 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,10 лв./MWh. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

3. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на крайните снабдители – 107,71 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 3,12 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходимими годишни приходи – 1 319 502 хил. лв. и енергия – 12 250 506 MWh.

4. Цена, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи – 70,46 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. 3,12 лв./MWh компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, при необходимими годишни приходи – 253 518 хил. лв. и енергия – 3 598 039 MWh.

„ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД

I. Предоставена от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД прогнозна информация

С подаденото заявление с вх. № Е-13-41-39 от 31.03.2017 г. за утвърждаване на цени, ЕСО ЕАД е предложило цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 7,72 лв./MWh, без ДДС, и цена за достъп до електропреносната мрежа от 1,26 лв./MWh, без ДДС. В резултат на предложените от дружеството цени, общата цена за мрежовите услуги – за достъп и за пренос през електропреносната мрежа, се променя в сравнение с утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени от 8,47 лв./MWh, без ДДС, на 8,98 лв./MWh, без ДДС.

Със заявление с вх. № Е-13-41-38 от 31.03.2017 г. дружеството предлага цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева и вятърна енергия, в размер на 6,68 лв./MWh.

Таблицата по-долу представя сравнение между предложените от ЕСО ЕАД цени и действащите цени на дружеството:

Цени	Утвърдени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. цени, без ДДС (лв./MWh)	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г. (лв./MWh)	Изменение, %
Цена за достъп до електропреносната мрежа	1,13	1,26	11,50%
Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	7,34	7,72	5,18%
Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация	7,02	6,68	- 4,80%

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

1. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната – 31 863 000 MWh и за износ съответно 7 515 000 MWh. Общото количество, на база на което дружеството ще реализира приходи, е 39 378 000 MWh. Прогнозите на оператора относно количеството електрическа енергия, доставено за продажба на територията на страната и за износ, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за периода 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.;

2. Условно-постоянни разходи – 26 948 хил. лв., в т.ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 8 611 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 4 564 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 6 144 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 748 хил. лв.;
- разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 6 882 хил. лв.;

3. Разходи за студен резерв – 43 800 хил. лв.;

4. Разходи за резерв за услуги – 17 520 хил. лв.;

5. Регулаторна база на активите – 37 969 хил. лв.;

6. Норма на възвръщаемост – 3,33%;

7. Приходи от предоставяне на преносна способност – 40 000 хил. лв.

2. Цена за пренос през електропреносната мрежа

Дружеството е формирало цената за пренос при отчитане на измененията на основни фактори, влияещи значително върху размера ѝ, и изходни условия, както следва:

1. Прогнозни количества електрическа енергия, въз основа на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи – 39 378 000 MWh;

2. Прогнозни условно-постоянни разходи, свързани с преноса на електрическа енергия, в размер на 236 204 хил. лв., в т. ч.:

- разходи за заплати (възнаграждения) – 71 394 хил. лв.;
- разходи за осигурителни вноски и социални разходи – 36 938 хил. лв.;
- разходи за амортизации – 64 193 хил. лв.;
- разходи за ремонт и поддръжка – 23 082 хил. лв.;

– разходи, пряко свързани с дейността по лицензията – 40 596 хил. лв.;

3. Разходи за електрическа енергия за покриване на технологичните разходи в размер на 67 238 хил. лв., определени на база 2,31% от общото прогнозно количество електрическа енергия за пренос и остойностени по цените, утвърдени с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР;

4. Регулаторна база на активите – 2 023 355 хил. лв., в т.ч. необходим оборотен капитал (НОК) в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания – 29 917 хил. лв.;

5. Норма на възвръщаемост – 1,11%;

6. Приходи от реактивна енергия – 22 000 хил. лв.

3. Цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия

Прогнозата за регулаторния период от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. е изготвена от ЕСО ЕАД при следните изходни условия:

№	Позиция	Мярка	Утвърдени с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г.	Предложение на ЕСО ЕАД за изменение	Изменение
1	2	3	4	5	6
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв	хил.лв.	8 760	8 760	0
2	Норма на възвръщаемост	%	3,33%	3,33%	0
3	Възвръщаемост	хил.лв.	36	36	0
4	Разходи за компенсация	хил.лв.	11 039	10 575	-464
5	Общо необходими приходи за цена достъп на производители на ел.енергия от ФЕЦ и/или ВяЕЦ	хил.лв.	19 835	19 371	-464
6	Прогнозни количества електрическа енергия, произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ.	MWh	2 826 900	2 898 300	71 400
7	Цена за достъп на ЕСО ЕАД за производители на електрическа енергия от ФЕЦ и/или ВяЕЦ, присъединени към електропреносната или електроразпределителните мрежи.	лв./MWh	7,02	6,68	-0,33

II. Становище на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-41-55 от 05.06.2017 г. и с вх. № Е-13-41-62 от 30.06.2017 г. ЕСО ЕАД е представило становище по приетите от КЕВР доклад и проект на решение, както следва:

Дружеството възразява срещу извършената корекция в посока намаление с 4 090 хил. лв. на условно-постоянните разходи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа. Според ЕСО ЕАД предложените разходи са от една страна разходи, които са пряко свързани с дейността по лицензията, а от друга са разходи, произтичащи от договорни задължения. В частност дружеството посочва, че непризнатите разходи, свързани с

персонала, представляват задължение на ЕСО ЕАД по силата на подписан колективен трудов договор с всички синдикални организации в отрасъл „Енергетика“, разходите за обучение и квалификация са свързани с реализиране на инвестиционни проекти, за които обучението на специалистите е задължителна част от изграждането и правилното функциониране на обектите, а разходите за наука са предвидени на база план на ЕСО ЕАД за научно-приложни изследвания, които имат за цел да следят развитието на информационните технологии за повишаване ефективността на гарантиране и управление на електроенергийната система. В резултат на увеличението на размера на предложените от ЕСО ЕАД приходи от предоставяне на преносна способност по междусистемните електропроводи и увеличението на количеството електроенергия за реализация в страната и за износ с 389 648 MWh общото негативно финансово изражение на предложените корекции в цената за достъп за регулаторния период се изразява в загуба от 4 515 хил. лв.

Несъгласие със сходни аргументи дружеството изразява и във връзка с корекцията на ценообразуващите елементи на цената за пренос през електропреносната мрежа. По отношение на тази цена ЕСО ЕАД посочва и допълнителни фактори, които ще доведат до по-малко необходими приходи, като увеличението на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното предприятие за покриване на технологични разходи и увеличението на цената за задължения към обществото. В постъпилото становище се обръща внимание на обстоятелството, че нивото на предвидените приходи от реактивна енергия за новия регулаторен период няма да бъде достигнато предвид съществуващата неяснота по отношение уреждането на финансовите отношения между дружествата за периода от датата на обнародване в „Държавен вестник“ на решението на Върховния административен съд за отмяна на разпоредби от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия до датата на обнародване на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия.

ЕСО ЕАД предлага в решението да бъде посочен механизмът за събиране на цената за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия.

Комисията приема за основателно предложението относно механизма за събиране на цената за достъп, дължима от ВИ производители с динамично променяща се генерация. Комисията приема възраженията в останалата им част за неоснователни, като аргументи относно увеличението на количеството електрическа енергия за реализация в страната и за износ са изложени по-долу в мотивите на това решение. По отношение на условно-постоянните разходи, приложимият спрямо ЕСО ЕАД метод за регулиране обвързва признатите разходи с отчетените такива през базисната година, съпоставени с утвърдените за предходния регулаторен период, като Комисията преценява икономическата обосновааност на предложените стойности на разходите и отражението им по отношение на гарантирането на експлоатационната дейност на дружеството. В тази връзка корекциите са извършени до отчетените нива на съответната група разходи през базисната година. По отношение на приходите от реактивна енергия следва да се отбележи, че изложените от дружеството аргументи са ирелевантни към утвърдените в настоящото административно производство необходими годишни приходи и цени, които ще бъдат прилагани през регулаторния период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., през който са в сила разпоредбите на новата НРЦЕЕ.

III. Ценообразуващи елементи

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 39 378 000 MWh на 40 077 648 MWh. Прогнозата за вътрешното потребление е силно подценена и не кореспондира с прогнозите,

представени от обществения доставчик, крайните снабдители и електроразпределителните дружества. Предвид динамиката и нарастването на износа и вътрешното потребление през първата половина на 2017 г., Комисията счита, че тази тенденция следва да се отрази в прогнозата за следващия регулаторен период.

Условно-постоянните разходи са коригирани от 26 948 хил. лв. на 23 012 хил. лв. в резултат на: разходите за осигурителни вноски и социални разходи, разходите за ремонт и поддръжка, разходите за горива, канцеларски материали, местни данъци и такси, информационни услуги, обучение и квалификация, научна дейност, делегации и международни прояви са признати на ниво отчет през базисната година. От структурата на разходите, пряко свързани с дейността по лицензията, са изключени заявените разходи за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на мрежите в размер на 1 228 хил. лв., тъй като срещу този разход операторът получава и приходи, които го компенсират.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи, в изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, НОК е преизчислен на 9 774 хил. лв., в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В тази връзка стойността на РБА е в размер на 37 478 хил. лв.

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа, е както следва:

Цена за достъп			
№	ПОЗИЦИЯ	Мярка	01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.
1	2	3	4
1	Разходи за студен резерв	хил.лв.	43 800
2	Разходи за резерв за услуги	хил.лв.	17 520
3	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	23 012
4	Възвръщаемост	хил.лв.	1 248
5	Приходи от предоставяне на преносна способност	хил.лв.	-42 000
6	Необходими приходи за достъп до електропреносната мрежа	хил.лв.	43 580
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MW*h	40 077 648
8	Цена за достъп до електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	1,09

2. Цена за пренос през електропреносната мрежа

След извършен анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за утвърждаване на цени, е извършена корекция на количеството електрическа енергия, върху което ЕСО ЕАД ще реализира приходите си, от 39 378 000 MWh на 40 077 648 MWh, във връзка с изложеното в т. 1 по-горе. Предложеното от дружеството увеличение на разходите за заплати с 8%, спрямо утвърдените за текущия регулаторен период, не е обосновано, поради което тези разходи, както и разходите за осигуровки, са признати на ниво отчет през базисната година. Разходите за ремонти, поддръжка, горива, канцеларски материали, местни данъци и такси, вода, осветление, отопление, охрана на труда, обучение и квалификация, научна дейност, делегации, представителни цели, стипендии и разходи за достъп през чужди съоръжения са коригирани до отчета за 2016 г.

В резултат на извършените корекции на условно-постоянните разходи и предвид разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, НОК е преизчислен на 32 724 хил. лв., в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, без включени разходи за амортизация и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. В тази връзка стойността на РБА е в размер на 2 026 161 хил. лв.

Признатият размер на ценообразуващите елементи, формиращи цената за пренос през електропреносната мрежа, е както следва:

Цена за пренос			
№	ПОЗИЦИЯ	Мярка	01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.
1	2	3	4
1	Условно-постоянни разходи	хил.лв.	230 263
2	Възвръщаемост	хил.лв.	22 490
3	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	хил.лв.	95 722
4	Технологични разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа	MWh	888 700
5	Приходи от реактивна енергия	хил.лв.	-22 000
6	Необходими приходи за дейността пренос	хил.лв.	326 475
7	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	MWh	40 077 648
8	Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС	лв./MWh	8,15

3. Цена на ЕСО ЕАД за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия

По силата на чл. 21, ал. 1, т. 8, във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 10 от ЗЕ на регулиране от Комисията подлежи цената за достъп до електропреносната мрежа. Съгласно т. 15 от § 1 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ „достъп“ е правото на ползване на преносната и/или разпределителната мрежи за пренос на електрическа енергия срещу заплащане на цена. Ползватели на мрежите по смисъла на т. 41а от същата разпоредба са както потребителите, така и производителите на електрическа енергия, в това число и производителите на електрическа енергия от ВИ, ползващи преференциални цени, с оглед на което те също дължат цена за достъп до мрежата.

По силата на чл. 104 от ЗЕ ползвателите на съответната мрежа уреждат чрез сделка взаимоотношенията си с преносното и/или разпределителното предприятие за ползване на мрежите и за преноса на количествата електрическа енергия, постъпили в мрежата или потребени от мрежата.

Съгласно разпоредбата на чл. 84, ал. 2 от ЗЕ производителите на електрическа енергия са длъжни да сключат договори за достъп с оператора на електропреносната мрежа, в които се уреждат правата и задълженията на страните във връзка с диспечирането, предоставянето на студен резерв и допълнителни услуги, които договори са условие за изпълнение на договорите за продажба на електрическа енергия. Доколкото договорът обхваща условията по диспечирането, а от друга страна разходите за него се покриват от цената за достъп, то последната представлява едно от условията на договора за достъп.

Съгласно чл. 12 от ПТЕЕ, предмет на договорите за достъп е предоставянето на услугата достъп до електропреносната мрежа и на системни услуги. Редът, условията и съотношението в заплащането на цените на тези услуги се определят с ПТЕЕ. По аргумент от чл. 12 и чл. 29 от ПТЕЕ във връзка с понятието за системни услуги съгласно т. 53а от

Допълнителните разпоредби на ЗЕ, цената за достъп до електропреносната мрежа отразява и разходите, които се предизвикват във връзка с управление на ЕЕС и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране, т.е. и от дейността на производителите на електрическа енергия от ВИ.

Предвид гореизложеното, на оператора на електропреносната мрежа следва да бъде утвърдена цена за достъп за производители на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, при спазване на принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ, включително и на принципа за справедливо прехвърляне на разходите за системни услуги, в т.ч. допълнителни и спомагателни услуги, студен резерв и за технологични разходи, върху ползвателите на преносната мрежа и при отчитане на дела и характера на производство на електрическа енергия от тези източници, предизвикващи непринудени случайни отклонения и смущения в електроенергийната система, за чието балансиране отговаря операторът на преносната мрежа.

В допълнение към горното, съгласно чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ 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 диспечирание във връзка с балансиране и др. Тази цена за достъп се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 от НРЦЕЕ и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от посочените производители за съответния регулаторен или ценови период – чл. 29, ал. 2 от НРЦЕЕ. В тази връзка съгласно § 1, т. 2 от допълнителната разпоредба на НРЦЕЕ „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. В тази хипотеза попадат възобновяемите източници – производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия.

За постигане баланса на електроенергийната система, ЕСО ЕАД балансира във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. вследствие на аварии, на електрическия товар, производствените мощности и междусистемните обмени. Производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВяЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от ВЕЦ и централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, е с непостоянен характер, тъй като е силно зависимо от променливите метрологични условия и води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги, за пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, за разходите за спирания и пускания, както и тези за резерв на допълнителни услуги. Случайното изменение на параметрите на първичните енергийни източници (слънце и вятър) води до големи отклонения в отдаваната от тях мощност, което без закупуване на допълнителен резерв създава невъзможност за оператора за осигуряване на часовия и денонощния оперативен резерв (в мощностен и скоростен план), необходим за изпълнение на качествените показатели, предвидени в националната нормативна уредба и изискванията на ENTSO-E.

В цената за достъп на ЕСО ЕАД по т. 1 не са включени разходи за допълнителен резерв за балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация. Размерът на тези разходи е определен въз основа на анализ на необходимостта от допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от производители на електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия, изчислени на базата на:

- увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност,
- увеличение на диапазона за вторично регулиране на вятърни електрически централи (ВяЕЦ) със 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност.

При изчислението на необходимия резерв за увеличение на диапазона за регулиране е

взето предвид, че предизвикваните непринудени, случайни отклонения и смущения в електроенергийната система от ФЕЦ и ВяЕЦ много често са кумулативни, т.е могат да се компенсират взаимно, което води до по-малки отклонения. В тази връзка Комисията приема за икономически обосновано в цената за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, да бъдат включени разходи в размер на 8 760 хил. лв., отразяващи средно 100 MW допълнителен резерв, остойностен по 10 лв./MW*h.

В регулаторната база на активите е включен единствено необходимият оборотен капитал, който в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ е изчислен в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи. Нормата на възвръщаемост е запазена на 3,33%.

В допълнение към горното, с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР в утвърдената цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия, произведена от слънчева или вятърна енергия, е включена сумата от 11 510 хил. лв., представляваща разходи за компенсация и определена като една трета от извършените и некомпенсирани разходи на ЕСО ЕАД за закупуване на допълнителни резервни мощности, които да балансират динамично променящата се генерация от соларни и вятърни паркове за периода 09.2012 г. – 04.2015 г., в размер на 34 531 хил. лв. Според посоченото решение компенсирането на разходите следва да се извърши в рамките на три регулаторни периода, като за всеки следващ период дружеството е необходимо да представя в Комисията подробен отчет за компенсираните разходи, както и информацията относно възникнали нови факти и обстоятелства, свързани с компенсаторната мярка. В тази връзка в Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. е отчетено, че ЕСО ЕАД е провело преговори по повод взаимоотношения, произтичащи от Решение № Ц-33 от 14.09.2012 г. на КЕВР, с всичките 17 производители на електрическа енергия от ВИ, присъединени към електропреносната мрежа, за които регулаторът не е определил компенсаторни мерки. В резултат на преговорите ЕСО ЕАД е подписало 11 броя споразумения със следните дружества: „АСМ - БГ Инвестиции“ АД, „РЕС технолъджи“ АД, „Е.В.Т - ЕЛЕКТРА ВОЛТ ТРЕЙД“ АД, „АКВА Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“, „Дъбово Енерджи“ ЕООД, „Компания за Енергетика“ ЕАД, „Екоенерджи Солар“ ЕООД, „Екосолар“ ЕООД, „Би Си Ай Черганово“ ЕООД, „Хелиос Проджектс“ ЕАД и „Лукойл Енергия Газ България“ ЕООД. В резултат на това, дружеството е реализирало приход от цена за достъп за производителите на електрическа енергия от ВИ за периода 18.09.2012 г. – 12.03.2014 г. в общ размер на 942 хил. лв., без ДДС. Отчитайки посоченото, както и признатите в Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР некомпенсирани разходи за допълнителна разполагаемост на дружеството в размер на 34 531 хил. лв., които следва да се компенсират в рамките на три регулаторни периода, при отчитане на представен в Комисията подробен отчет за компенсираните разходи, както и информацията относно възникнали нови факти и обстоятелства, е извършена корекция на сумата за компенсиране от 11 510 хил. лв. на 11 039 хил. лв. В изпълнение на приетия от КЕВР компенсаторен механизъм средствата, подлежащи на компенсация за следващите два регулаторни периода, са намалени с прихода от 942 хил. лв., реализиран в резултат на подписаните споразумения, и са в размер на 22 079 хил. лв. или 11 039 хил. лв. годишно.

Предвид факта, че не са постигнати споразумения с всички ВЕИ производители през 2016 г., ЕСО ЕАД е продължило преговорите, като на 20.01.2017 г. е подписало споразумение с „Еолика България“ ЕАД, уреждащо окончателно отношенията между страните, произтичащи или свързани с отмяната на Решение № Ц-33 от 14.09.2012 г. на КЕВР. В резултат на подписаната спогодба ЕСО ЕАД реализира приход от цена за достъп за периода 18.09.2012 г. – 12.03.2014 г. в размер на 464 хил. лв., който следва да бъде приспадан от сумата за компенсиране за следващия регулаторен период.

Ценообразуващите елементи, формиращи цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители от фотоволтаични електрически централи и вятърни електрически централи, присъединени към електропреносната и

електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, са представени в следващата таблица:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация			
1	Разходи за осигуряване на допълнителен резерв	хил.лв.	8 760
2	Разходи за компенсация	хил.лв.	10 575
3	Възвръщаемост	хил.лв.	36
4	Необходими приходи	хил.лв.	19 371
5	Прогнозни количества	MWh	2 898 300
6	Цена за достъп	лв./ MWh	6,68

Във връзка с гореизложеното, цените на ЕСО ЕАД са както следва:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа в размер на 1,09 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 43 580 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 077 648 MW*h.

2. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 8,15 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 326 475 хил. лв. и количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и за износ 40 077 648 MWh.

3. Цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 6,68 лв./MWh, без ДДС, при необходими годишни приходи 19 371 хил. лв. и количества произведена електрическа енергия от слънчева или вятърна енергия в размер на 2 898 300 MWh.

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНИ ДРУЖЕСТВА И КРАЙНИ СНАБДИТЕЛИ

1. Електроразпределителни дружества

С Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. КЕВР е приела за четвъртия регулаторен период на енергийните предприятия, които осъществяват дейността „разпределение на електрическа енергия“, приложим метод за регулиране „горна граница на приходи“ с продължителност три години.

Съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦЕЕ при метода „горна граница на приходи“ 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 НРЦЕЕ. Предмет на настоящото административно производство е утвърждаването на необходими приходи и цени на електроразпределителните дружества за третия ценови период от четвъртия регулаторен период. В тази връзка съгласно чл. 38, ал. 3 от НРЦЕЕ необходимите годишни приходи, респективно цените, могат да се коригират с инфлационен индекс за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт (НСИ), съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации), с коефициент за подобряване на ефективността, с показатели въз основа на изпълнението

(качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнение на определените от Комисията целеви показатели и разлика между прогнозните и реализираните инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. Необходимите годишни приходи, респективно цените, се коригират с разлики в разходите за покупка и продажба на електрическа енергия, както и за разлика в разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите – чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ. Необходимите годишни приходи се изменят и поради промени в цената на електрическата енергия, необходима за компенсиране на технологичните разходи по разпределението, цената за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа, както и цената за задължения към обществото.

След анализ на данните във връзка с корекциите на утвърдените през предходния ценови период необходими годишни приходи и цени на електроразпределителните дружества и при отчитане на постигнатите резултати, Комисията прилага следния общ подход:

1.1. В съответствие с приложимия метод за ценово регулиране, запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР за първата година на четвъртия регулаторен период, са следните ценообразуващи елементи:

– Технологичните разходи при разпределение на електрическа енергия. Разходите за електрическа енергия са изчислени в съответствие с определеното относително тегло на технологичните разходи за четвъртия регулаторен период и са остойностени по определената на обществения доставчик цена, по която продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, към която са прибавени цените за достъп и за пренос до/през електропреносната мрежа, цената за задължения към обществото и разходи за балансиране;

– Експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;

– Разходите за амортизации;

– Стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;

– Среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества в размер на 7,04%.

1.2. Включените в необходимите годишни приходи разходи за балансиране са запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в размер на 1,80 лв./MWh. Следва да се има предвид, че с Решение № Ц-41 от 30.12.2016 г. Комисията запазва пределните цени на балансиращата енергия, поради което за целите на ценообразуването промени в разходите за балансиране не следва да се извършват.

1.3. В резултат на изменението на цената за задължения към обществото и цената на обществения доставчик, по която продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, което води до промяна в разходите за закупуване на енергия за покриване на технологичните разходи по пренос и разпределение, е извършена корекция на НОК в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ в размер на 1/8 от утвърдените парични разходи.

1.4. На основание чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ е приложена корекция с фактора Z , след анализ на отчетната и прогнозна информация от електроразпределителните дружества, постъпила в Комисията с писма: от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД с вх. № Е-13-00-10 от 27.04.2017 г.; от „Електроразпределение Юг“ ЕАД с вх. № Е-13-00-10 от 28.04.2017 г.; от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД с вх. № Е-13-00-10 от 02.05.2017 г. и от „ЕРП Златни Пясъци“ АД с вх. № Е-13-09-13 от 03.05.2017 г.

1.5. На основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ е извършена корекция на необходимите годишни приходи на електроразпределителните дружества, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за първата и втората ценова година на четвъртия

регулаторния период. При определяне размера на корекцията са използвани отчетните данни за реализираните инвестиции през 2015 г. и 2016 г., както и прогнозите данни за 2017 г., посочени от електроразпределителните дружества в заявленията им за утвърждаване на необходимите годишни приходи и цени за първия ценови период от четвъртия регулаторен период. Използвани са отчетни данни, предоставени с писма с вх. № Е-13-62-92 от 04.11.2016 г. и вх. № Е-13-62-17 от 10.02.2017 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, вх. № Е-13-48-101 от 04.11.2016 г. и вх. № Е-13-49-3 от 10.02.2017 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, вх. № Е-13-45-72 от 07.11.2016 г. и вх. № Е-13-45-10 от 14.02.2017 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, вх. № Е-13-09-13 от 07.11.2016 г. и вх. № Е-13-09-3 от 15.02.2017 г. от „ЕРП Златни Пясъци“ АД. При определяне размера на корекциите са използвани и отчетните данни и установеното в доклад с вх. № Е-Дк-273#1 от 18.05.2017 г. относно извършена въз основа на Заповед № З-Е-49 от 06.04.2017 г. на председателя на КЕВР планова проверка на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-135-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“, приет с решение по Протокол № 100 от 18.05.2017 г., т. 2, доклад с вх. № Е-Дк-274#1 от 18.05.2017 г. относно извършена въз основа на Заповед № З-Е-50 от 06.04.2017 г. на председателя на КЕВР планова проверка на „Електроразпределение Юг“ ЕАД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-140-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“, приет с решение по Протокол № 100 от 18.05.2017 г., т. 3, доклад с вх. № Е-Дк-272 от 18.05.2017 г. относно извършена въз основа на Заповед № З-Е-48 от 06.04.2017 г. на председателя на КЕВР планова проверка на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД за съответствие на направените инвестиции с изискванията на т. 3.1.7 от издадената му лицензия № Л-138-07 от 13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“, приет с решение по Протокол № 100 от 18.05.2017 г., т. 1.

1.6. Не е извършвана корекция с инфлационен индекс за предходен период, тъй като по данни от интернет страницата на НСИ общият индекс на потребителските цени за 2016 г. е (минус) -0,8%. Предвид посочената стойност, Комисията приема, че същата не оказва влияние върху признатите разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

1.7. Не е извършвана корекция с коефициент за подобряване на ефективността, който по смисъла на § 1, т. 4 от Допълнителната разпоредба (ДР) на НРЦЕЕ е целева величина, изразяваща относителното намаляване на разходите на енергийните предприятия за осъществяване на съответната лицензионна дейност. Комисията приема, че не е необходимо да извършва такава корекция, тъй като представените от дружествата данни не могат да установят намаляване на разходите, свързани с лицензионната им дейност.

1.8. Не е извършвана корекция с показатели въз основа на изпълнението. Комисията приема, че не е необходимо да извършва такава корекция, тъй като въз основа на представените от електроразпределителните дружества данни за показателите за качество на енергията и показателите за качество на обслужването не се установяват отклонения от целевите стойности, които КЕВР приема за допустими.

2. Крайни снабдители

След анализ на постигнатите резултати от електроснабдителните дружества във връзка с утвърдените им за ценовия период 2016 г. – 2017 г. необходими годишни приходи, респективно цени, е обосновано по отношение на формирането на ценообразуващите елементи да бъде приложен общ подход, както следва:

2.1. Компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ следва да бъде запазена в размер на 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия, в зависимост от индивидуалните приходи и разходи на крайните снабдители, какъвто е размерът ѝ за регулаторния период 01.07.2016 г.

– 30.06.2017 г. В тази връзка Комисията приема, че не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер.

2.2. Необходимите годишни приходи на крайните снабдители за ценовия период отразяват прогнозните разходи за покупка на електрическа енергия за снабдяване на крайните клиенти, изчислени на основата на годишната прогноза за потребление за клиентите, присъединени към съответната мрежа на ниско напрежение и среднопретеглена цена за енергия. Среднопретеглената цена за покупка на електрическа енергия е формирана на база индивидуалните прогнозни количества и цената за закупуване на електрическа енергия от обществения доставчик, считано от 01.07.2017 г.

2.3. В цените не са включени разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели за енергийни спестявания.

2.4. На основание чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ в необходимите годишни приходи са включени разходи за балансиране. Компонентата за балансиране е в размер на 2,20 лв./MWh, съответстващ на утвърдените разходи за балансиране за регулаторния период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. В тази връзка са релевантни аргументите, изложени по-горе в т. 1.2, както и фактът, че не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер.

3. Възражения на електроразпределителните дружества и крайните снабдители с електрическа енергия

Изложените от енергийните предприятия възражения по приетите от КЕВР доклад с вх. № Е-Дк-311 от 26.05.2017 г. за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ и проект на решение могат да бъдат обобщени, както следва:

3.1. Дружествата възразяват по отношение на утвърдения размер на технологичните разходи, експлоатационните и административни разходи, разходите за амортизации и нормата на възвръщаемост на капитала, като считат, че така утвърденият им размер ще доведе до негативни финансови последици.

Това възражение Комисията приема за неоснователно. Както е изложено по-горе в мотивите на настоящото решение, във връзка с утвърждаване на необходимите годишни приходи и цени за третия ценови период от четвъртия регулаторен период, прилаганият метод за регулиране на цените на електроразпределителните дружества допуска единствено извършване на корекции в съответствие с глава трета от НРЦЕЕ. При регулирането на цените на крайните снабдители с електрическа енергия относимите от посочените по-горе разходи се включват в компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“. Размерът на тази компонента е обоснован по-горе в т. 2.1.

3.2. Дружествата възразяват срещу определения размер на разходите за балансиране, които са включени в необходимите годишни приходи.

В изпълнение на разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ, компонентата за балансиране по ал. 3 е определена въз основа на сравнителни анализи и данни от националната и международна практика. Използван е сравнителен анализ на извършените разходи за балансиране от търговците на електрическа енергия и тези, отчетени от електроразпределителните дружества и крайните снабдители, резултатите от който са подробно описани в Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. Съгласно аргументите, посочени в т. 1.2., не са налице обективни предпоставки за значително изменение на утвърдения размер на компонентата за балансиране спрямо утвърдената за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. Извършеният бенчмаркинг установява, че за разлика от повечето крайни снабдители дружествата, опериращи на свободния пазар, полагат сериозни усилия за намаляването на разходите си за балансиране, като дори поемат част от тях за своя сметка с оглед конкурентоспособността си на пазара. Признаването на разходи за балансиране на доставчиците на регулирания пазар няколко пъти по-високи от тези, които заплащат клиентите на свободния пазар, би поставило в привилегировано положение регулираните

дружества спрямо търговците, както и клиентите, избрали либерализирания пазар, спрямо тези, останали на регулирания.

Разходите за балансиране са присъщи разходи за дейността, които следва да се прехвърлят към крайните клиенти, тъй като небалансите се предизвикват от промяна в поведението на клиентите. Следва да се има предвид, обаче, че прогнозите се изготвят от крайните снабдители/електроразпределителните дружества и част от възникналите разходи за балансиране не са предизвикани от клиентите, а от самите дружества поради грешно изготвена прогноза, поради което същите следва да поемат финансовите последици от това. При сравнение на отчетните данни на крайните снабдители и електроразпределителните дружества е видно, че част от тях се справят много по-добре от останалите при изготвяне на прогнозите, като резултатите показват разлики в разходите за небаланси от почти два пъти. Тази тенденция е още по-ясно изразена сред търговците на електрическа енергия, които инвестират значителни средства в подобряване на прогнозите си с оглед конкурентоспособността си на пазара. В тази връзка включването на пълната заявена стойност на разходите за балансиране в необходимите годишни приходи на дружествата би нарушило интересите на клиентите, тъй като те ще следва да заплатят разходи на дружествата, без същите да са предизвикани от тях. По този начин се нарушава и основният принцип на балансиращия пазар, а именно че небалансите се заплащат от този, който ги е предизвикал, като в същото време се отнема стимулт на електроразпределителните дружества и крайните снабдители да изготвят точни прогнози.

Освен горното, допълнителни аргументи за непризнаването на отчетените и заявени от електроразпределителните дружества и крайните снабдители стойности на разходите за небаланси са изложени по-долу, както следва:

При сравнение на графиците на крайните снабдители и електроразпределителните дружества към обществения доставчик и отчетните данни се установява, че през преобладаващата част от месеците количествата електрическа енергия за покриване на технологичните разходи по график са по-големи от отчетените; през по-голямата част от месеците количествата електрическа енергия на крайните снабдители по график са по-малки от фактурираните на крайни клиенти; през преобладаващата част от месеците специалните балансиращи групи, в които преки членове са електроразпределителните дружества и крайните снабдители, са в излишък, поради по-големите количества електрическа енергия за технологичен разход по график. Това изкривяване в прогнозите е обусловено от факта, че през предходния ценови период цената, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи е значително по-ниска от цената, по която продава електрическа енергия на крайните снабдители, и от факта, че съответният мрежови оператор и снабдително дружество са в една балансираща група. В тази връзка крайните снабдители изкуствено занижават графиците си, което им позволява да фактурират на клиентите си повече електрическа енергия от реално платената на обществения доставчик. Годишните нетни отклонения са представени в следващата таблица:

		„ЧЕЗ Електро България“ АД	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД
1	Фактурирана електрическа енергия	5 886 951	5 096 495	3 478 292
2	Закупена електрическа енергия по график от ОД	5 794 347	4 952 271	3 366 401
3	Нетно годишно отклонение	92 604	144 225	111 891

В същото време тези недостиги се нетират от завишени количества по графиците на електроразпределителното дружество, което купува електрическа енергия на около 2,7 пъти по-ниска цена и като цяло балансиращата група е в излишък. Изложеното като краен резултат води до реализиране на значително по-високи маржове от крайните снабдители, както е

описано по-долу в т. 3.3., но изкуствено увеличава разходите за балансиране на мрежовите оператори и крайните снабдители. След увеличаване на цената, по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, до известна степен стимулът за продължаване на гореописаните действия на дружествата е премахнат, като те следва да се стремят прогнозните графици да съответстват на реалните почасови товари, което би намалило разходите за небаланси до нивата, отчитани от търговците на свободния пазар.

3.3. По отношение на размера на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, а именно 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия, дружествата посочват, че липсват мотиви, както и че така определената надценка на крайните снабдители не покрива оперативните им разходи.

Горното възражение е неоснователно, поради следните аргументи:

КЕВР приема, че при утвърждаването на цени на крайните снабдители следва да бъде отчетена необходимостта от създаване на предпоставки в дългосрочен план да се осигури плавен преход към напълно либерализиран пазар на електрическата енергия. При утвърждаването на регулираните цени на електрическата енергия по веригата на взаимносвързаност: производство – обществена доставка – снабдяване от краен снабдител, Комисията се ръководи от принципите за равнопоставеност между пазарните участници на регулирания и свободния пазар. В тази връзка е необходимо определянето на ценообразуващите елементи на регулирания сегмент на пазара да следва тенденциите и постигнатите резултати на конкурентния пазар, което се постига чрез използването на сравнителни анализи.

Дружествата на пазара по свободно договорени цени, в резултат на конкурентната среда, в която оперират, оптимизират разходите и съответно надценките, които калкулират в крайната офертна цена на клиентите си с оглед конкурентоспособността си. Анализ на офертните цени² на свободния пазар, съпоставени с постигнатите цени на търговете за дългосрочни продукти³ на производителите показва, че разликата между цените на едро и тези на дребно, т.е. надценката на доставчиците е в диапазона 2-6 лв./MWh, която следва да покрие разходите за балансиране, оперативните разходи на дружеството (разходи за заплати и осигуровки, разходи за управление, фактуриране, инкасиране, несъбираеми вземания, разходи за енергийна ефективност, маркетинг и реклама, търговски представители и др.), както и да осигури печалба. Разликите в прилаганите надценки от почти 100% се дължат основно на таргетираните групи клиенти и пазарното портфолио на търговеца. Тези, които са се фокусирали основно върху малки бизнес клиенти, за които се прилагат стандартизирани товари профили, калкулират допълнителни около 1-2 лв./MWh в клиентската цена, отразяващи допълнителните разходи за търговски представители, маркетинг, реклама и автомобили, които разходи са неприсъщи за крайните снабдители, осъществяващи дейността си на регулирания пазар. Важно е да се отбележи също, че надценката на търговците на свободния пазар следва да покрива и специфични рискове, от които крайните снабдители са защитени от регулираната цена, като голяма волатилност на цените, промяна в профила на потребление, недостатъчно предлагане на електрическа енергия и др. При доставчиците на електрическа енергия, които са прехвърлили част от тези специфични рискове към клиентите си чрез договори, предвиждащи динамично ценообразуване (клиентската цена се определя като функция на цената на едро за дългосрочен продукт на даден производител, в повечето случаи „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД,

² Служебно известна информация

³ Справка в следните уебсайтове към 26.06.2017 г.

<http://www.ibex.bg>

<http://www.kznpp.org>

<http://www.tpp2.com/>

<http://www.nek.bg/>

профила на потребление на клиента и фиксиран процент търговска надценка⁴, включваща небаланси), се наблюдават дори по-ниски нива на надценката от посочените по-горе, в размер на около 2-3 лв./MWh.

Съпоставката на гореизложените данни, резултатите от бенчмаркинг анализа, въз основа на който е определена компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ за периода 01.07.016 г. – 30.06.2017 г., както и утвърдената за предходните два ценови периода надценка на крайните снабдители, налагат извода, че определената надценка за крайните снабдители в размер на 4,67 лв./MWh (включваща компонента за дейността по чл. 10, ал. 4 от НРЦЕЕ в размер на 2,47 лв./MWh, определена като 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия и компонента за балансиране по чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ в размер на 2,20 лв./MWh) е съпоставима, дори надвишаваща средните нива на пазара.

Анализът на финансовите отчети на дружествата и постигнатите резултати през 2015 г. и 2016 г. (годините, в които се прилага компонентата в размер на 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия) показват добро финансово състояние и отчетена оперативна печалба за годината. Следва да се отбележи, че финансовите отчети на дружествата са общи и представляват сбор от всички лицензионни дейности „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, „доставчик от последна инстанция“ и „търговия с електрическа енергия“. Снабдителните дружества, освен „ЧЕЗ Електро България“ АД, не са представили разделна отчетна информация за всяка отделна дейност, подлежаща на лицензиране. В тази връзка е направен анализ на регулираната дейност за 2016 г. въз основа на отчетни данни, предоставени с писмо с вх. № Е-13-47-7 от 10.02.2017 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД, писмо с вх. № Е-13-49-2 от 13.02.2017 г. от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и писмо с вх. № Е-13-46-3 от 13.02.2017 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД.

	Отчет 2016 г.	„ЧЕЗ Електро България“ АД	„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД
1	Реализирана електрическа енергия, MWh	5 886 951	5 096 495	3 478 292
2	Отчетени приходи, хил. лв.	709 775	591 721	419 197
3	Закупена електрическа енергия по график от НЕК ЕАД	5 794 347	4 952 271	3 366 401
4	Разходи за електрическа енергия, остойностени по регулираната цена на НЕК ЕАД, хил. лв.	644 551	550 320	374 328
5	Разходи за балансиране, остойностени по 2,20 лв./MWh, хил. лв.	12 951	11 212	7 652
6	Марж от дейността „крайно снабдяване с електрическа енергия“, хил. лв.	52 273	30 189	37 217

Видно от горното крайните снабдители реализират значително по-високи маржове от утвърдените в регулираните цени на дружествата и ако спазват заложената рамка относно разходите за небаланси, реализираните маржове позволяват както да се покрият оперативните разходи на дружествата, така и да се осигури възвръщаемост в значителен размер, което се потвърждава от отчетените финансови резултати за годината. Удовлетворяването на исканията им за повишаване на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ би осигурило свръхпечалба,

⁴ Служебно известна информация

респективно свръхвъзвръщаемост на крайните снабдители, предвид което не би бил спазен принципът по чл. 31, т. 4 от ЗЕ.

Предвид гореизложеното Комисията приема за икономически обосновано компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ да бъде в размер на 2,47 лв./MWh или 2,29% от разходите за покупка на електрическа енергия, т.е. такава, каквато е била определена за периода 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. Преминаването на голяма част от небитовите потребители към свободния пазар предполага оптимизация на разходите на крайните снабдители, с оглед постигане на равнопоставеност между клиентите, избрали пазара по свободно договорени цени, и клиентите на крайните снабдители, за които цените на електрическата енергия се утвърждават от регулатора. Следва да се има предвид и европейската практика, която показва, че при пълно либерализиране на пазара на електрическа енергия, което предстои да се осъществи и в България, оптимизирането на разходите на снабдителите е от изключителна важност и се случва по естествен път поради минималните маржове на конкурентните пазари.

3.4. По отношение на разходите за енергийна ефективност дружествата посочват, че същите произтичат от законови задължения и следва да бъдат включени в необходимите годишни приходи за извършваната лицензионна дейност.

Комисията не приема това възражение за основателно, тъй като разходите на енергийните предприятия за постигане на индивидуалните им цели за енергийни спестявания могат да бъдат признати само при кумулативното наличие на следните предпоставки:

- срещу направените разходи за постигане на индивидуалните цели енергийното предприятие да не е получило допълнителни приходи от крайните клиенти извън регулираните цени или чрез други механизми и

- направените разходи във връзка с изпълнението на индивидуалните цели да бъдат доказани пред КЕВР като икономически обосновани.

Към настоящия момент посочените по-горе предпоставки не са изпълнени, поради което в необходимите годишни приходи за осъществяване на лицензионната дейност на енергийните предприятия не следва да бъдат включени разходи за енергийна ефективност.

3.5. Електроразпределителните дружества предлагат да бъдат разсрочени корекцията по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ на необходимите годишни приходи в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, както и корекцията по чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ на необходимите годишни приходи чрез абсолютната стойност на разликата между прогнозни и отчетени разходи за покупка и продажба на електрическа енергия и разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите. В тази връзка като аргументи посочват принципите по чл. 23, т. 4 и чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ и практика на КЕВР, залегнала в мотивите на нейни решения за предходни ценови периоди – Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. Изложени са и аргументи за икономическите последици от извършването на корекцията, чрез отразяването ѝ в пълен размер върху необходимите годишни приходи на дружествата за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.

Комисията счита, че горното предложение не може да бъде възприето, поради следното: При прилагането на метода за ценово регулиране „горна граница на приходи“ съгласно чл. 3, ал. 2, т. 2, предл. последно от НРЦЕЕ утвърдените цени и необходимите годишни приходи за първата година от регулаторния период Комисията може да измени в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от тази наредба. В тази връзка глава трета на НРЦЕЕ регламентира изчерпателно условията и реда за извършване на корекцията, отразяваща резултата на изпълнените и отчетените инвестиции, както и на корекцията чрез абсолютната стойност на разликата между прогнозни и отчетени разходи за покупка и продажба на електрическа енергия и разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите. Посочената глава на наредбата не съдържа норма, на която да бъде основано разсрочване на размера на визираните корекции. В допълнение, исканото разсрочване на тези корекции не може да бъде обосновано, още по-

малко да намери основание чрез изпълнение на принципите по чл. 23, т. 4 и чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ. Според чл. 23, т. 4 от ЗЕ при изпълнение на регулаторните си правомощия Комисията се ръководи и от принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите. В тази връзка, не може да се приеме, че чрез разсрочване на корекциите ще бъде гарантиран посоченият законов принцип, тъй като само чрез стриктно спазване на правилата на глава трета от НРЦЕЕ ще бъдат утвърдени за предстоящия ценови период цени, които отразяват обективните стойности на всички ценообразуващи елементи. Още повече, че в разглеждания случай отразяването на двете разглеждани корекции води до намаляване на необходимите годишни приходи, респективно цени на дружествата, предвид което тяхното разсрочване не може да обоснове защитен интерес на клиентите. На следващо място, видно от разпоредбата на чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ, същата прогласява принцип, приложим при изпълнение на правомощията на КЕВР по чл. 21, ал. 1, т. 10, 21 и § 135 от ЗЕ. Следователно този принцип е неприложим в настоящото административно производство, което се развива въз основа на правомощията на КЕВР по чл. 21, ал. 1, т. 8 от ЗЕ. Също така следва да се отбележи, че не е обективно твърдението за наличие на практика на Комисията, която е относима към направеното искане за разсрочване на корекциите по чл. 38, ал. 3, т. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ. В своята регулаторна практика КЕВР не е постановявала решения, въз основа на които да бъдат разсрочвани корекции, извършвани по реда и при условията на глава трета от НРЦЕЕ.

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00878 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02947 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01745 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД цени със заявление с вх. № Е-13-62-25 от 31.03.2017 г., допълнено с писмо с вх. № Е-13-62-25 от 19.05.2017 г., и действащите цени на дружеството:

„ЧЕЗ РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ БЪЛГАРИЯ“ АД			
Цени	Утвърдени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение	0,00878	0,01224	+39,41%
Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение	0,02947	0,04106	+39,33%
Цена за достъп до разпределителната мрежа за битови клиенти	0,00505	0,00678	+34,26%
Цена за достъп до разпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01745	0,02154	+23,44%

I. Предоставена от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД прогнозна информация:

Ценови параметри	Ценови параметри, определени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г.	Предложени ценови параметри за ценовия период 01.07.2017 - 30.06.2018 г.
Необходими приходи, в хил. лв., в т.ч.:	282 084	381 652
Технологични разходи, в %	8,00%	11,53%
Норма на възвръщаемост, в %	7,04%	7,40%
Възвръщаемост, в хил. лв.	38 288	47 565
Прогнозни количества електрическа енергия (хил. kWh)	9 380 153	9 321 712

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за третата година от четвъртия регулаторен период, са както следва:

1. Предложената стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение, без включени разходи за амортизации, е 120 926 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период 108 676 хил. лв.;

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е 65 167 хил. лв., при утвърдени за предходния ценови период 57 721 хил. лв.;

3. Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 103 847 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 11,53%;

4. Разходи за балансиране – 10 723 хил. лв., в т.ч. разходи за балансиране за предстоящия ценови период – 3 397 хил. лв. и некомпенсирани разходи от предходни ценови периоди в размер на 7 326 хил. лв.;

5. Корекция на необходимите приходи с фактора Z – +35 882 хил. лв.;

6. Регулаторна база на активите – 642 958 хил. лв. (при утвърдена в размер на 542 583);

7. Норма на възвръщаемост на капитала – 7,4%.

II. Становище на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД по приетия от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

С писма с вх. № Е-13-62-58 от 06.06.2017 г. и вх. № Е-13-62-60 от 20.06.2017 г. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е представило становище по доклада и проекта на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.

1. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД изразява несъгласие със запазване нивото на технологичния разход в размер на 8%, което е значително под реално отчетеното за 2016 г. от 11,53%. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че изводите в доклада противоречат на т. 4 от Методиката за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на електрическата енергия при пренос и разпределение на електрическа енергия, съгласно която следва да се отчетат реално достигнатите нива на технологичния разход. Определеният размер от 8% е на база Доклад от съюза на енергетиците от 2013 г., с който дружеството не е запознато и чиито изводи поставя под съмнение, тъй като в него не е отчетен ефектът на изпълнените инвестиции за периода 2013 г. – 2016 г. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че нивото на технологичните разходи не следва да се определя административно, а е необходимо да бъде съобразено с действителното състояние на електроразпределителната мрежа. Според дружеството от тренда на намаляване на загубите съгласно отчетните данни е видно, че заложеното от Комисията прогнозно ниво от 8% не може да бъде постигнато в рамките нито на настоящия, нито на бъдещи регулаторни периоди, в резултат на което поради непризнатата разлика от почти 4% между реален и утвърден технологичен разход и на база новата предложена по-висока цена за технологични разходи, „ЧЕЗ Разпределение

България“ АД ще генерира загуба от тези разходи за ценовия период в размер на над 47 млн. лв. Мрежовият оператор констатира положителните аспекти на предприетите мерки за увеличаване на цената за енергия за технологичен разход, като същевременно отбелязва съществен недостатък на подобен подход, изразяващ се в неотчитане невъзможността за коректно планиране на количествата електрическа енергия за разпределение поради техническото оборудване на мрежата и непредвидимото енергийно потребление на битовия сегмент от пазара. В заключение дружеството счита заявения процент на технологични разходи в размер на 11,53% за правилно прогнозиран и настоява същият да бъде използван при изчисляване на необходимата електрическа енергия за технологичен разход в ценовото решение за периода 01.07.2017 – 30.06.2018 г.

2. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД изразява несъгласие с непризнаването на претендираните за новата ценова година оперативни разходи и намаляването им от заявени 120 926 хил. лв. на 108 676 хил. лв. Посочва, че в доклада липсват аргументи и не е ясно кои групи разходи са признати и в какъв размер. Според дружеството повишението на разходите за ценовата година 2017 г. – 2018 г. се дължи на факта, че в предходните две години компанията е наложила тежки ограничения по отношение на извършването на разходите и са се извършвали само неотложни такива, но предвид периодичността на някои от тях (подмяна на работно облекло, закупуване на инструменти, допълнителни средства за ремонтна програма, за охрана в рискови махали, за здравно осигуряване и увеличение на заплати, разходи за реализация на проект за автоматизирано отчитане и прекъсване) през 2017 г. вече се налага извършването на допълнителни разходи. На основание горепосоченото, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД настоява за признаване на оперативни разходи за изпълнение на лицензионните задължения на дружеството в размер на 120 926 хил. лв.

3. Дружеството възразява срещу намаляването на общите разходи за амортизации с амортизациите на безвъзмездно финансираните активи, използвани за лицензионната дейност, като заявява, че в случай че дружеството не получава възвръщаемост от тези активи, но ги използва в дейността си, е необходимо чрез цените да бъде осигурен капиталов източник за поддържането им. Електроразпределителното дружество подчертава, че нетирането на амортизацията (начислената амортизация, намалена с амортизацията на безвъзмездно придобитите активи) е нов подход, приложен от страна на регулатора през 2015 г., който не е описан в НРЦЕЕ или в Минималните изисквания на ДКЕВР и е в противоречие с възприетия принцип в чл. 40 на Указанията, приети с решение по Протокол № 37 от 18.02.2008 г., продължаващ идеята, положена в чл. 16.2 на Указанията, приети с решение по Протокол № 34 от 02.06.2004 г., следователно същият не следва да се възприеме в окончателното ценово решение на КЕВР. За да изпълнява лицензионните си задължения, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД намира за необходимо годишните амортизационни отчисления да бъдат признати за четвъртия регулаторен период до размера на 65 167 хил. лв.

4. Електроразпределителното дружество не е съгласно с използвания в доклада подход за намаляване на балансовата стойност на активите на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, използвани за регулирана дейност, от 518 028 хил. лв. на 424 975 хил. лв. Разбирането на дружеството, основаващо се на разпоредбата на чл. 13, ал. 2 и § 1, т. 1 от ДР на НРЦЕЕ, показва, че от отчетната стойност на възмездно придобитите регулирани активи на дружеството, формирана към края на базисната година, се приспада кумулативно начислената им амортизация за регулаторни цели на същите активи към същия момент, съгласно формулата на чл. 13, ал. 1 от НРЦЕЕ. Нормата на чл. 13 не третира амортизацията на същите активи през новия регулаторен период, което е един от икономическите стимули за лицензианта, какъвто е и методът на регулиране, който не би следвало да се отнема. Мрежовият оператор също така счита приложението на подхода за противоречащо на издадените от ДКЕВР Минимални изисквания, съгласно т. 8 от които базисната година за четвъртия регулаторен период е 2014 г., а в т. 21 изрично е посочено, че изчислението на регулаторната база на активите е в съответствие с чл. 13 от НРЦЕЕ. Дружеството твърди, че приложението на подхода за изчисление на средногодишна балансова стойност на активите не е регламентиран

в нормативни текстове и е в противоречие с регламентираните изисквания за ценообразуване в НРЦЕЕ и Минималните изисквания, като прилагането му е довело до ощетяване на компанията с 93 053 хил. лв.

5. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД възразява срещу неразглеждането и липсата на аргументи в доклада защо не е призната претенцията на дружеството за компенсиране на вредите в резултат на предходни ценови решения, като апелира Комисията да изработи механизъм за компенсирането на заявените разходи, които са детайлно обяснени в обосновката към заявлението за цени в т. „Допълнително необходима корекция в необходимите приходи“.

6. Дружеството не приема частичното признаване на разходите за балансиране, като според него предложеният подход на практика лимитира разходите за балансиране на оператора в противоречие с Решение № 02022/23.02.2016 г. на Върховния административен съд. Според дружеството не е взето предвид и изискването съгласно чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ, което гласи, че „компонентата за балансиране по ал. 3 се определя въз основа на сравнителни анализи и/или данни от националната и международна практика“. Предвид горното дружеството настоява КЕВР да утвърди пълния размер на разходите за балансиране за предстоящия ценови период в размер на 3 397 хил. лв. или 2,80 лв./MWh, като отново апелира за изработването на компенсаторен механизъм за възстановяване на некомпенсираните разходи от балансиране за периода от юни 2014 г. до април 2017 г. в размер на 7 044 хил. лв.

7. В становището си дружеството поддържа искането нормата на възвръщаемост на капитала да бъде в размер на 7,4%, както е обосновано от него в подаденото ценово заявление, с аргумента, че направените в доклада изчисления се базират на неотнормирани допускания за България, а именно постижимата безрискова премия и политическия риск.

8. По отношение извършената корекция на необходимите приходи, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2015 г. и 2016 г., дружеството отбелязва, че инвестиционният план за 2015 г. е преизпълнен, докато неизпълнението на планираните инвестиционни разходи за 2016 г. е в резултат на невъзможност да се приключат всички постъпили заявления за придобиване на съоръжения. Като основни причини се изтъкват промяната в статута на лицето, контрагент по договора за придобиване, и пропуски в документацията, приложена към заявленията. Мрежовият оператор подчертава, че въпреки положените максимални усилия от негова страна не е бил в състояние да реализира предвидените инвестиции в пълен размер, поради изброените по-горе обективни причини, които са извън контрола на дружеството, и предвид липсата на правен механизъм, по силата на който инвеститорите да бъдат задължени да сключат договор за изкупуване, както и да фактурират цената на съоръжението на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД в конкретни срокове, доколкото сключването на един договор представлява двустранен процес, зависещ от волята на всяка от страните. Дружеството също така напомня, че в ценовото заявление от 2015 г. изрично е отбелязано, че изпълнението на планираните инвестиции в частта „Изкупуване на съоръжения от трети лица“ ще бъде реализирано в заявения обем при условие, че бъде възможно осигуряването на външно финансиране, като такова е осигурено едва на 02.11.2016 г. чрез сключване на споразумение за кредитиране между „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и Европейската банка за възстановяване и развитие в размер до 116 млн. евро. В допълнение към изложените мотиви дружеството посочва, че с цел изпълнение на заявените инвестиции за четвъртия регулаторен период в размер на 281 571 хил. лв. и на база отчетеното изпълнение за 2015 г. и 2016 г., „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е актуализирало планираните инвестиции за 2017 г. на 141 000 хил. лв., в резултат на което брунтните инвестиционните намерения на компанията за четвъртия регулаторен период ще бъдат преизпълнени с 16 453 хил. лв. С оглед изложените аргументи и с цел спазване на принципите по чл. 23, т. 4 от ЗЕ, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД предлага разсрочване на така определената корекция в доклада за период от 3 години. Дружеството счита, че налагането ѝ наведнъж няма да допринесе дружествата да изпълнят в пълен размер заявените

и одобрени през 2015 г. брутни инвестиции за целия регулаторен период, като такъв бил и смисълът на предвидения регулаторен одит в края на всеки регулаторен период – да се провери и анализира изпълнение на одобрените показатели от дружествата за целия период и непостигането на определен показател да може да бъде наваксано в следваща ценова година в рамките на периода. Според дружеството има утвърдена практика на КЕВР за разсрочване във времето на ценообразуващи елементи (Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г.), като също така няма изрична забрана за разсрочване на корекцията, предвидена в чл. 38, ал. 3 от НРЦЕЕ.

9. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД изразява несъгласие с начина на изчисление на приложената в доклада корекция с фактор Z с аргумента, че не са взети предвид реално отчетените разходи за закупуване на технологични разходи и тези, произтичащи от сделки с балансираща енергия. Освен това дружеството посочва, че използваната в доклада среднопретеглена годишна стойност на утвърдени необходими приходи за ценовия период в размер на 281 259 хил. лв. не съответства на определението за среднопретеглена годишна стойност, изчислена в зависимост от прогнозата по месеци за разпределена електрическа енергия, като твърди, че отчетените количества пренесена енергия за периода юли 2016 г. – март 2017 г. не трябва да участват в определянето на прогнозните необходими приходи. Въз основа на горното твърдение мрежовият оператор счита за дискуссионна и среднопретеглената годишна стойност на утвърдената цена за технологични разходи за ценовия период, посочена на стр. 36 от доклада в размер на 86,28 лв./MWh, и отбелязва, че утвърдената цена за технологични разходи се формира в началото на ценовия период на база прогноза за пренесена електрическа енергия и количеството в тази прогноза не се променя за периода. Предвид гореизложеното и с цел приемственост в използвания досега подход, прозрачност и яснота в прилагането на корекцията, дружеството предлага Комисията да преразгледа изчислената корекция в доклада, като добави в необходимите приходи 35 249 хил. лв. или алтернативно вместо с 3 212 хил. лв. намали необходимите приходи с 2 466 хил. лв., както и да утвърди още една таблица към утвърдените регулаторни таблици, в която да се предоставят данни за определянето на Z фактора и към нея да са налице указания за обработването на предоставената информация и за определяне на коментирания стойност.

Комисията приема възраженията на дружеството по т. 1-5 и т. 7 за неоснователни предвид изложеното в т. 3.1. по-горе, в частта относно общите възражения на дружествата. По отношение на изложеното в т. 5 Комисията счита, че не са налице факти и обстоятелства, които да налагат необходимост от компенсиране на дружеството за периода на прилагането на корекциите въз основа на резултатите от извършения одит през 2014 г.

Комисията счита възражението по т. 6 за неоснователно, поради аргументите, изложени в т. 3.2. по-горе, в частта относно общите възражения на дружествата. Отделно от това, не са обективни твърденията на дружеството, че частичното включване на разходите, произтичащи от сделки с балансираща енергия, в признатите от КЕВР разходи е в противоречие с Решение № 11674 от 05.11.2015 г. на ВАС по адм. дело № 9747/2014 г., оставено в сила с Решение № 2022 от 23.02.2016 г. на ВАС по адм. дело № 294/2016 г. С цитираното решение съдът е отменил чл. 10, ал. 2, т. 2 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (отм.) поради допуснати съществени нарушения на административнопроизводствените правила, а не поради установена материална незаконосъобразност на отменената разпоредба. Постановеното решение не задължава Комисията при утвърждаването на цените на енергийните предприятия да включва в признатите им разходи пълния размер на заявените разходи, произтичащи от сделки с балансираща енергия, както и не съдържа задължителни указания към регулатора по тълкуване и прилагане на определени законови разпоредби. Аргументи относно определения размер на разходите за балансиране са изложени по-горе в общия подход по т. 1.2.

Относно възражението по т. 8 следва да се има предвид, че независимо от предпоставките, довели до неизпълнение на инвестициите съгласно предвидените срокове, и

намерението на дружеството да актуализира планираните инвестиции за последната година на регулаторния период, подходът за утвърждаване на инвестиции за четвъртия регулаторен период, възприет в мотивите на Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР, предполага корекция на ценообразуващите елементи поради използваните коефициенти на тежест в зависимост от ценовата година от регулаторния период, през която е извършена съответната инвестиция. Комисията приема за неоснователно искането на дружеството за разсрочване на извършената корекция въз основа на отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции, предвид аргументите, изложени в т. 3.5. по-горе, в частта относно общите възражения на дружествата.

Комисията счита възражението по т. 9 за неоснователно. Утвърдените необходими годишни приходи на дружеството са изчислени като среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия в размер на 281 259 хил. лв., поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 на КЕВР, в което са утвърдени необходими годишни приходи (НП) в размер 281 039 хил. лв., което решение е изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г., в което са утвърдени НП в размер на 282 084 хил. лв. Използвани са месечни коефициенти на тежест, представляващи отношението между действително пренесената електрическа енергия за съответния месец към пренесената електрическа енергия за регулаторния период. По този начин се постига по-голяма прецизност и точност в изчисленията, поради сезонната разлика в товарите през отделните месеци на годината, спрямо използвания от дружеството подход за разделяне на утвърдените количества за регулаторния период поравно за отделните месеци. Описаният метод е относим и към определянето на среднопретеглената годишна стойност на утвърдената цена за технологични разходи за ценовия период.

III. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, допълнителната информация в представения годишен финансов отчет за 2016 г. на дружеството и при прилагане на общия подход за коригиране на цените, са извършени корекции на ценообразуващите елементи, както следва:

1. Заявените експлоатационни и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ са запазени на 108 676 хил. лв. Предложеното от дружеството увеличение на разходите спрямо утвърдените за четвъртия регулаторен период е необосновано и не следва да бъде признато. Методът за регулиране „горна граница на приходи“ предполага утвърдените за първата ценова година разходи да се запазят за целия регулаторен период, което да стимулира дружеството към оптимизация на съответната група разходи, като по този начин има възможност да реализира допълнителна възвръщаемост.

2. Прогнозната стойност на разходите за амортизации е запазена на 57 721 хил. лв. в съответствие с т. 1.1. от общия подход. Следва да се отбележи, че използваният подход е в съответствие с регулаторната практика, прилагана в Европа, чиято цел е недопускане на двойно финансиране за придобити по безвъзмезден начин активи.

3. Технологичните разходи на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са запазени на 8% в съответствие с т. 1.1. от общия подход.

4. Разходите за балансиране са изчислени съгласно т. 1.2. от общия подход.

5. РБА е коригирана на 547 001 хил. лв., в т.ч. НОК – 25 617 хил. лв., в съответствие с т. 1.3. от общия подход.

6. Активната мощност, използвана от клиентите на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, е коригирана до заявения размер – 5 692 717 kW.

7. В съответствие с т. 1.4. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z , на стойност (минус) -3 212 хил. лв. Изчисленията на дружеството на корекцията с фактора Z са в нарушение на разпоредбата на

чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(P_{утв.} - E_{прог.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * C_{тр.} \right)_{t-1} - \left(P_{отч.} - E_{отч.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * C_{тр.} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

– $P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството са изчислени като среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия в размер на 281 259 хил. лв., поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП в размер 281 039 хил. лв., изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП – 282 084 хил. лв.;

– $P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 284 863 хил. лв.;

– $E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 9 380 153 хил. kWh;

– $E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 9 549 112 хил. kWh;

– $TR_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

– $C_{тр.}$ – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 86,28 лв./MWh. Посочената стойност представлява среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия, поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 35,77 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,45 лв./MWh, изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 37,02 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,47 лв./MWh;

– P_{t-2} – (минус) -876 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1} е представено в следващата таблица:

	Показатели	Общо
1	Количество пренесена енергия, MWh	8 499 702
2	Утвърдено количество технологичен разход (8%) , MWh	739 105
3	Приходи, отчет в хил. лв.	238 113
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	55 896
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	8 520 857
6	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	740 944
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	243 584
8	Разходи за технологичен разход, за количествата по т. 6, хил. лв.	56 035
9	Z_{t-1} (р.7-р.8-р.3+р.4)	5 332
10	Z_{t-1} утвърден с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г.	6 208
11	P_{t-2} (р.9-р.10)	-876

8. В съответствие с т. 1.5. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2015 г. и 2016 г. Изчисленията на размера на корекцията са представени в следващата таблица:

хил. лв.

		2015 г. (<i>I</i> ₁)	2016 г. (<i>I</i> ₂)	2017 г. (<i>I</i> ₃)
		отчет	отчет	прогноза
1	Инвестиции – общо	67 771	89 253	66 222
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	23 450	28 427	8 631
3	Нетна амортизация, Ап	5 342	7 069	5 666
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	38 980	53 757	51 925
5	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$	68 016		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	96 409		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A_1 + 1,5 * A_2 + 0,5 * A_3) / 3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	8 931		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	10 824		
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*7,04%*2+(р.7-р.8)*2	-7 783		

В резултат на гореописаните корекции, цените, без ДДС, на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – **0,00923 лв./kWh;**
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,03098 лв./kWh;**
- цена за достъп за небитови клиенти – **0,01745 лв./kW/ден;**
- цена за достъп за битови клиенти – **0,00505 лв./kWh.**

Необходими годишни приходи за третата ценова година от четвъртия регулаторен период – 290 168 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 9 321 712 MWh.

„ЧЕЗ ЕЛЕКТРО БЪЛГАРИЯ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-47-12#2 от 31.03.2017 г., допълнено с писмо с вх. № Е-13-47-12 от 18.05.2017 г., „ЧЕЗ Електро България“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2017 г.

I. Предоставена от „ЧЕЗ Електро България“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЧЕЗ Електро България“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи ниско напрежение (НН), както и предложените от дружеството за новия ценови период, са представени в таблицата по-долу:

„ЧЕЗ Електро България“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.	Изменение

	лв./kWh	лв./kWh	%
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност - ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,17809	0,16301	-8,47%
- Дневна	0,11392	0,11820	+3,76%
- Нощна	0,07317	0,08217	+12,30%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,16016	0,13191	-17,64%
- Нощна	0,07779	0,08217	+5,63%
3. Една скала	0,14299	0,11820	-17,34%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13085	0,14241	+8,83%
- Нощна	0,05723	0,06171	+7,83%
2. Една скала	0,13085	0,11820	-9,67%

Прогнозата на „ЧЕЗ Електро България“ АД за необходимите годишни приходи е извършена при спазване на следните условия:

1. Разходите за закупуване на електрическа енергия са изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР цени на обществения доставчик и възлизат на 510 224 хил. лв.;

2. Разходи за балансиране на стойност 17 997 хил. лв.;

3. Възвръщаемост на регулаторната база – 5 100 хил. лв.;

4. Компонента за дейността – 22 056 хил. лв.;

5. Към необходимите годишни приходи дружеството включва несъбираеми вземания – 3 042 хил. лв., разходи за енергийна ефективност в размер на 656 хил. лв., некомпенсирани разходи за небаланси – 13 947 хил. лв.;

6. Закупена електрическа енергия за продажба на крайни клиенти – 4 786 337 MWh.

II. Становище на „ЧЕЗ Електро България“ АД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

„ЧЕЗ Електро България“ АД е представило становище с писма с вх. № Е-13-47-28 от 06.06.2017 г. и вх. № Е-13-47-32 от 20.06.2017 г.

1. Дружеството твърди, че при определянето на компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ не са отчетени в пълния им обем лицензионните задължения на крайния снабдител, законовите задължения, които се вменават с ежегодните изменения в нормативната уредба, както и допълнителните му задължения във връзка с функцията му на координатор на специална балансираща група. „ЧЕЗ Електро България“ АД подчертава, че допълнителните административни разходи, възникнали в резултат на гореописаните задължения, не се влияят от обема и цената за покупка на електрическа енергия, а зависят изцяло от броя клиенти, които дружеството обслужва и които относително запазват своя брой. Според компанията максималния размер на компонентата за лицензионната дейност, определена от КЕВР като процент от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството съгласно НРЦЕЕ, следва да покрива определените по чл. 11 от НРЦЕЕ оперативни разходи за дейността краен снабдител. Дружеството отбелязва, че липсва обосновка на размера на оперативните разходи и възвръщаемост от необходимия оборотен капитал, което не кореспондира с изискванията на чл. 10, ал. 4, чл. 11 и чл. 15 от НРЦЕЕ, като в тази връзка се позовава на Решение № 5911 от 11.05.2017 г. на ВАС по адм. д. № 3016/2017 г., IV о. „ЧЕЗ Електро България“ АД предлага нормата на възвръщаемост на

капитала да бъде в размер на 7,4%, като същата е изчислена съгласно изискванията на чл. 14, ал. 2 от НРЦЕЕ. Дружеството не разполага с нетекущи активи, върху които да бъде начислена възвръщаемост, но оборотният капитал е основен капиталов инструмент за осъществяване на лицензионната дейност. По отношение стойността на необходимия оборотен капитал „ЧЕЗ Електро България“ АД заявява, че НОК е изчислен в съответствие с чл. 13, ал. 8 от НРЦЕЕ като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като според дружеството при определянето на оборотния капитал в разходите за електрическа енергия следва да бъдат включени и разходите за балансиране.

2. „ЧЕЗ Електро България“ АД възразява срещу частичното признаване на разходи за балансиране с аргумента, че не е спазена разпоредбата на чл. 10, ал. 5 от НРЦЕЕ, съгласно която компонентата за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ се определя въз основа на сравнителни анализи и/или данни от националната и международна практика. Предвид необходимостта от справедливо прехвърляне на разходите, свързани с балансиране при осъществяване на дейността „снабдяване с електрическа енергия“, дружеството настоява Комисията да признае в необходимите приходи пълния размер на заявените разходи за балансиране за следващия ценови период – 17 997 хил. лв. или 3,76 лв./MWh. Освен гореизложеното „ЧЕЗ Електро България“ АД апелира в окончателното ценово решение Комисията да преразгледа подхода си по отношение изработването на механизъм за компенсирание на некомпенсирани разходи за балансиране за периода от юни 2014 г. до април 2015 г. в размер на 13 947 хил. лв.

3. В становището си дружеството посочва липсващата мотиви за непризнаването на разходи за енергийна ефективност, произтичащи от задълженията на „ЧЕЗ Електро България“ АД съгласно Закона за енергийната ефективност, въпреки представените като доказателство за реализирани енергийни спестявания удостоверение № УЕС ТЕ 7 от 03.07.2014 г., удостоверение № 45 от 06.04.2015 г. и удостоверение № 114 от 27.04.2016 г., издадени от Агенцията за устойчиво енергийно развитие

4. „ЧЕЗ Електро България“ АД изразява несъгласие във връзка с непризнаването на заявените разходи за несъбираеми вземания, като счита, че включването им в необходимите годишни приходи на дружеството е изцяло основателно и аргументирано, тъй като в основата на тези вземания е продадената електрическа енергия, която е заплатена на обществения доставчик, като освен това са заплатени акциз (за стопанските потребители) и данък добавена стойност (ДДС). Въпреки мерките, които дружеството е извършило и отчело пред КЕВР, наличието на разходи за несъбираеми вземания според крайния снабдител е непреодолим съпътстващ резултат от дейността му, който следва да се отрази в окончателното ценово решение.

Комисията счита, че възраженията на дружеството по т. 1-3 са неоснователни предвид аргументите, изложени в общия подход за регулиране на електроразпределителните дружества и крайните снабдители.

Комисията счита възражението на дружеството по т. 4 за неоснователно. В тази връзка Комисията не може да приеме обосноваването, че включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружеството е в интерес на клиентите, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс (ГПК), е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружеството. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружеството да полага усилия за събирането им по реда на ГПК.

III. Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЧЕЗ Електро България“ АД и извършените корекции при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, цените на „ЧЕЗ Електро България“ АД са, както следва:

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,17643
- Дневна	0,11294
- Нощна	0,07024
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14196
- Нощна	0,07024
3. Една скала	
	0,14196
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13205
- Нощна	0,05696
2. Една скала	
	0,13205

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;
- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 537 872 хил. лв.

Клиентите на „ЧЕЗ Електро България“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

- 1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03098 лв./kWh;**
- 3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:**
 - за небитови клиенти – 0,01745 лв./kW/ден;
 - за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-48-31 от 31.03.2017 г. „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, с ново наименование „Електроразпределение Юг“ ЕАД, е направило предложение за утвърждаване на цени за разпределение на електрическа енергия, считано от 01.07.2017 г.

I. Предоставена от „Електроразпределение Юг“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00808 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03141 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложението на „Електроразпределение Юг“ ЕАД и действащите цени на дружеството:

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
Цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,00808	0,00795	-1,61%
Цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03141	0,03083	-1,85%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за битови клиенти	0,00503	0,00503	0,00%
Цена за достъп до електроразпределителната мрежа за небитови клиенти (в лв./kW/ден)	0,01651	0,01651	0,00%

Исходните данни при изготвяне на ценовото предложение за третата година от четвъртия регулаторен период са, както следва:

1. Разходите за закупуване на електрическа енергия за покриване на технологичните разходи са изчислени в съответствие с утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР цени на обществения доставчик;

2. В изпълнение на разпоредбите на НРЦЕЕ, предложените стойности на ценообразуващите елементи са на нивото на утвърдените с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР за четвъртия регулаторен период;

3. Дружеството предлага намаление на утвърдените за предходния ценови период размер на разходите за амортизации със 101 хил. лв. и на РБА с 2 889 хил. лв. във връзка с активи, придобити чрез финансиране от дерогация по Заповед № Е-РД-16-6-600/09.12.2016 г. на Министъра на енергетиката;

4. Корекция с фактор Z в размер на (минус) -9 107 хил. лв. С цел избягване на резки колебания в крайните цени и предвид възприетата и утвърдена практика на регулатора за

разсрочване във времето на елементи на ценообразуването, които могат да предизвикат резки колебания при изчисляване на цените, „Електроразпределение Юг“ ЕАД предлага разсрочване на размера на фактора Z за период от 4 години. В тази връзка, в калкулацията на необходимите приходи за новия ценови период са включени само (минус) -2 277 хил. лв.

II. Становище на „Електроразпределение Юг“ ЕАД по приетия от КЕВР доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

„Електроразпределение Юг“ ЕАД е представило становище с писма с вх. № Е-13-262-4 от 07.06.2017 г. и вх. № Е-13-262-6 от 20.06.2017 г.

1. Електроразпределителното дружество възразява срещу приложената корекция на необходимите годишни приходи, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за първата и втората ценова година от четвъртия регулаторен период в размер на -11 352 хил. лв., като акцентира върху обстоятелството, че за периода 2005 г. – 2016 г. е инвестирало 151 809 хил. лв. или 14,5% в повече средства от одобрените такива в ценовите решения за цитирания период. Друг аргумент на дружеството визира отказа на Комисията да включи в необходимите годишни приходи за четвъртия регулаторен период поисканите със заявление с вх. № Е-13-48-81 от 31.03.2015 г. 17,7 млн. лв. за реализирани инвестиции, които не са били разчетени в предходния трети регулаторен период, както и отхвърлянето на предложението този необходим приход да бъде разсрочен за целия четвърти регулаторен период (3 години) съгласно изискването на чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ с цел осигуряване на балансирано изменение на цените за краен клиент. С оглед действията на регулатора да прилага такава корекция само когато се постига намаление на приходите, „Електроразпределение Юг“ ЕАД счита, че няма яснота и последователност при прилагането на чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ и настоява КЕВР да разсрочи приложената корекция съгласно утвърдената от Комисията успешна практика по разсрочване на елементи от ценообразуването (Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г., Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. и Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г.), които могат да предизвикат резки колебания при формирането на цените предвид задължението на Комисията по чл. 24, ал. 1, т. 3 от ЗЕ за поддържане на баланс между интересите на енергийните дружества и потребителите и задължението ѝ да осигури плавен преход на цените за крайните клиенти.

2. Дружеството изразява несъгласие с приложената корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z на стойност -9 704 хил. лв. по чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ, като изтъква, че основната причина за отчетените стойности е по-голямото количество консумирана електрическа енергия от клиентите на лицензионната територия, в резултат на метеорологичните условия през 2016 г. – 2017 г. В подкрепа на позицията си мрежовият оператор отбелязва, че за всяка ценова година от настоящия регулаторен период има разчетени близо 10 млн. лв. по-малко средства за оперативни разходи от реално необходимите.

3. По отношение невключването на пълния размер на заявените разходи за балансиране „Електроразпределение Юг“ ЕАД настоява Комисията да приеме представената обосновка от дружеството за разходите за балансиране, като подчертава, че видно от анализа от дейността през 2016 г. среднопретегленото годишно отклонение в прогнозата за технологичния разход е $\approx 14,5\%$, което има финансово изражение от 2,89 лв./MWh, а запазването на пределните цени на балансираща енергия не е достатъчен мотив за отказ от разглеждане на аргументираната обосновка на дружеството на извършените разходи за балансиране.

4. Дружеството счита, че проектът на решение на КЕВР опорочава бъдещо преразглеждане на НРЦЕЕ. В тази връзка посочва, че при формиране на цена за пренос през електропреносната мрежа са предвидени приходи на ЕСО ЕАД за реактивна енергия в размер на 22 млн. лв., което според „Електроразпределение Юг“ ЕАД изначално блокира изменение на чл. 8 от НРЦЕЕ, защото всяка промяна би поставила ЕСО ЕАД в позиция да бъде лишено

от приход, който е бил точно разчетен при определянето на цената за пренос за ценовия период. Електроразпределителното дружество твърди, че така заложените параметри за приходи от реактивна енергия в ценообразуващите елементи на цената за пренос на ЕСО ЕАД биха повлияли на КЕВР при вземането на законосъобразно и справедливо решение за изменение на действащата НРЦЕЕ, като подчертава, че разпоредбата на чл. 8 от НРЦЕЕ е спорен текст и е предмет на жалба от „Електроразпределение Юг“ ЕАД пред Върховния административен съд.

Комисията приема за неоснователно възражението на дружеството по т. 1, предвид аргументите изложени по-горе, в частта на т. 3.5. от общите възражения на дружествата. Не може да се приеме за релевантен аргументът, че през периода 2005 г. – 2016 г. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е инвестирало 14,5% повече средства от одобрените такива в ценовите решения за цитирания период, тъй като в настоящото административно производство следва да се кредитират факти и обстоятелства от значение за утвърждаването на необходимите годишни приходи и цени за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.

От анализа в доклад с вх. № Е-Дк-174 от 27.05.2015 г., срещу който дружеството не е възразило в представените становища с вх. № Е-13-48-159 от 05.06.2015 г. и вх. № Е-13-48-159 от 19.06.2015 г. по доклада за утвърждаване на цени на електрическата енергия и проекта на решение за ценовия период 01.08.2015 г. – 30.06.2016 г., както и от мотивите на Решение Ц-27 от 31.07.2015 г. следва изводът, че не съществуват основания за признаване на некомпенсирани разходи за третия регулаторен период.

Комисията счита, че е недопустимо и в нарушение на чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ поисканото в т. 2 неприлагане на корекцията с фактора Z като компенсация за непостигнати нива на утвърдени за регулаторния период разходни елементи. Предложеният подход представлява нарушение на интересите на клиентите в полза на интереса на „Електроразпределение Юг“ ЕАД и е в противоречие с принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ. По отношение на посоченото относно оперативните разходи на дружеството следва да се имат предвид аргументите по-горе, в частта по т. 3.1. от общите възражения на дружествата.

Комисията приема, че възраженията на дружеството по т. 3 са неоснователни предвид мотивите, изложени по-горе, в частта по т. 3.2. от общите възражения на дружествата.

Изложеното във възражението по т. 4 Комисията приема за неоснователно и необективно. В тази връзка следва да се има предвид, че настоящото решение следва да отразява действащите към момента на неговото постановяване норми на НРЦЕЕ.

III. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „Електроразпределение Юг“ ЕАД, в представения годишен финансов отчет за 2016 г. на дружеството и при прилагане на общия подход, са извършени корекции на предложените ценообразуващи елементи, както следва:

1. Необходимият оборотен капитал е коригиран на 21 640 хил. лв. в съответствие с т. 1.3. от общия подход.

2. В съответствие с т. 1.4. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z , на стойност (минус) -9 704 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(P_{утв.} - E_{прог.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * Ц_{тр.} \right)_{t-1} - \left(P_{отч.} - E_{отч.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * Ц_{тр.} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

– $P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството са изчислени като среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия в размер на 256 394 хил. лв., поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП в

размер 256 215 хил. лв., изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП – 257 122 хил. лв.;

– *Потч.* – отчетени приходи в размер на 269 062 хил. лв.;

– *Еврог.* – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 8 134 295 хил. kWh;

– *Еотч.* – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 8 636 146 хил. kWh;

– *ТР_{одоб.}* – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 8%;

– *Ц_{пр.}* – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 86,26 лв./MWh. Посочената стойност представлява среднопотеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия, поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 35,77 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,45 лв./MWh, изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 37,02 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,47 лв./MWh;

– *P_{t-2}* – (минус) -801 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на *Z_{t-1}*, е представено в следващата таблица:

	Показатели	Общо
1	Количество пренесена енергия, MWh	7 563 887
2	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	657 729
3	Приходи, отчет в хил. лв.	231 441
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	49 753
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	7 456 437
6	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	648 386
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	229 979
8	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 6, хил. лв.	49 046
9	Z_{t-1} (p.7-p.8-p.3+p.4)	-755
10	Z_{t-1} утвърден с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г.	46
11	P_{t-2} (p.9-p.10)	-801

3. В съответствие с т. 1.5. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2015 г. и 2016 г. Изчисленията на размера на корекцията са представени в следващата таблица:

хил. лв.

		2015 г. (<i>I₁</i>)	2016 г. (<i>I₂</i>)	2017 г. (<i>I₃</i>)
		отчет	отчет	прогноза
1	Инвестиции – общо	80 546	110 251	124 737
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	15 640	19 929	24 207
3	Нетна амортизация, Ап	5 996	6 676	7 913
4	Номинален размер на инвестициите (p.1-p.2-p.3)	58 910	83 646	92 617
5	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5*I_1 + 1,5*I_2 + 0,5*I_3)/3$	106 351		

6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	137 616
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A_1 + 1,5*A_2 + 0,5*A_3)/3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	9 654
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	13 129
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ $(p.5-p.6)*7,04\%*2+(p.7-p.8)*2$	-11 352

В резултат на гореописаните корекции, цените, без ДДС, на „Електроразпределение Юг“ ЕАД са, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – **0,00823 лв./kWh,**
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – **0,03154 лв./kWh,**
- цена за достъп за небитови клиенти – **0,01651 лв./kW/ден,**
- цена за достъп за битови клиенти – **0,00503 лв./kWh.**

Необходими годишни приходи за третата ценова година от четвъртия регулаторен период – 258 171 хил. лв. и пренесена електрическа енергия от 8 134 295 MWh.

„ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕ“ ЕАД

Със заявление с вх. № Е-13-49-9 от 31.03.2017 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2017 г.

I. Предоставена от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството, считано от 01.07.2017 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност – ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,19137	0,19259	+0,64%
- Дневна	0,12608	0,12687	+0,63%
- Нощна	0,07576	0,07622	+0,61%

2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,15504	0,13104	-15,48%
- Нощна	0,07340	0,05825	-20,64%
3. Една скала	0,16452	0,13549	-17,65%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,12888	0,13104	+1,68%
- Нощна	0,05384	0,05825	+8,19%
2. Една скала	0,12888	0,13104	+1,68%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

1. Прогнозните продажби на електрическа енергия за крайни клиенти за периода от 01.07.2017 г. до 30.06.2018 г. са в размер на 4 291 964 MWh;
2. Запазване на сегашната тарифна структура при продажба на електрическа енергия на битови и небитови клиенти на ниво ниско напрежение;
3. Използвана е утвърдената с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на битови и небитови клиенти в размер на 106,60 лв./MWh;
4. При калкулирането на цената за клиентите (битови и небитови) на крайния снабдител са включени разходи за балансиране в размер на 2,20 лв./ MWh или общо за новия ценови период в размер на 9 442 хил. лв.;
5. Оперативни разходи в размер на 14 595 хил. лв.;
6. Разходи за амортизации – 482 хил. лв.;
7. Приложена норма на възвръщаемост в размер на 7,04%;
8. Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, изчислена по обратен път, в размер на 4,23% от утвърдената средна покупна цена на дружеството.

II. Становище на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД по доклад и проект на решение за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило становище с писма с вх. № Е-13-49-21 от 07.06.2017 г. и вх. № Е-13-49-21 от 20.06.2017 г.

1. В становището си „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заявява, че калкулацията на КЕВР по отношение компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ от 10,6 млн. лв., в противоречие с принципите по чл. 31, т. 2 и т. 4 от ЗЕ не покрива дори оперативния разход на снабдителя, още по-малко предвижда разходи за амортизации и възвръщаемост. Дружеството обръща внимание, че начинът, по който се изчислява компонентата за дейността не отчита намаляване на обема на продажбите при минимална промяна на броя на клиентите, тъй като разходите на крайния снабдител запазват почти непроменен своя размер, доколкото същите се влияят в значителна степен от броя на клиентите, а не толкова от реализираните продажби. Според компанията не са отчетени вменените на крайния снабдител нормативни задължения, свързани с изпълнението на изискванията на чл. 38б от ЗЕ, с участието в европейския механизъм „REMIT“, с дейностите по чл. 80а от ЗЕ и с тези съгласно § 14 от ПЗР на ЗИДЗЕ във връзка с администрирането на договорите по чл. 97, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, заедно с всички изменения и допълнения. В заключение дружеството настоява Комисията да приеме компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, отговаряща на реалния размер на оперативния разход, ведно с включени амортизации и справедлива възвръщаемост.

2. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД възразява срещу запазването на компонентата за балансиране на нивото, утвърдено с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР в размер на 2,20 лв./MWh., като поддържа направеното в заявлението искане за средногодишен разход за балансиране в размер на 3,81 лв./MWh. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД изразява несъгласие с факта, че КЕВР калкулира разходите и не взема предвид посочените размери на разходите, свързани с либерализирането на енергийния пазар, и тези, свързани със сигурността и качеството на електроснабдяването. Позицията на дружеството е, че изпълнението на тези задължения не може да се осъществи на практика без пълното им включване в одобрените приходи.

3. Крайният снабдител възразява срещу невключването в цените на разходи за енергийна ефективност по индивидуалните цели на енергийни спестявания, като твърди, че този подход на КЕВР е в противоречие с решение на Министерски съвет, в което е приет поименен списък на задължените лица и стойностите на определените им индивидуални цели за енергийни спестявания. Дружеството поставя акцент върху факта, че във всичките си ценови заявления от 2010 г. до настоящия момент е правило искания за компенсиране на разходи, произтичащи от наложени им задължения към обществото, свързани с прилагане на мерки по енергийната ефективност за изпълнение на национална цел и определена индивидуална цел за енергийни спестявания по Закона за енергийната ефективност, които нито веднъж не са били взети под внимание от страна на КЕВР, като в тази връзка апелира в предстоящото решение да бъде уточнено за кога се отлагат тези разходи и по какъв начин ще бъдат компенсирани.

Комисията счита, че възраженията на дружеството по т. 1-3 са неоснователни предвид мотивите, изложени в общия подход за регулиране на електроразпределителните дружества и крайните снабдители.

III. Ценообразуващи елементи

След анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, при прилагане на общия подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството му на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,16856
- Дневна	0,11238
- Нощна	0,06488
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13094
- Нощна	0,06488
3. Една скала	0,13094
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.
	лв./kWh
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13094
- Нощна	0,05462
2. Една скала	0,13094

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;
- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 482 316 хил. лв.

Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

- 1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh,**
- 2. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03154 лв./kWh,**
- 3. Цена за достъп до разпределителна мрежа:**
 - за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден,
 - за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

„ЕНЕРГО-ПРО МРЕЖИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-45-30 от 31.03.2017 г. „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД е направило предложение за утвърждаване на цена за достъп до електроразпределителната мрежа и цени за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2017 г.

I. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД са следните:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01193 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03166 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00818 лв./kWh.

В таблицата по-долу е представен сравнителен анализ на предложението на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД и действащите цени на дружеството:

„ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.	Изменение
	в лв./kWh	в лв./kWh	%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение	0,01193	0,01263	+5,87%
цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение	0,03166	0,03349	+5,78%
цена за достъп до електроразпределителната мрежа	0,00818	0,00869	+6,23%

Предложението за цени е разработено при следните изходни данни:

1. Предложена е стойност на експлоатационните разходи, административните разходи и разходите с общо предназначение за разпределение от 71 913 хил. лв., представляващи стойността, утвърдена за регулаторния период и актуализирана с инфлация в размер на 0,1%;
2. Разходи за балансиране – 1 166 хил. лв.;
3. Прогнозна стойност на разходите за амортизации – 44 676 хил. лв.;
4. Прогнозна стойност на технологичните разходи за разпределение – 54 578 хил. лв., изчислени при технологичен разход от 11,03%;
5. Регулаторна база на активите – 339 766 хил. лв., включваща:
 - призната балансова стойност на активите в размер на 233 699 хил. лв.;
 - среден номинален размер на инвестициите – 91 530 хил. лв.;
 - необходим оборотен капитал – 14 538 хил. лв.;
6. Норма на възвръщаемост на капитала – 7,04%.

II. Становище на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

„ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД е представило становище с писмо с вх. № Е-13-45-50 от 08.06.2017 г.

1. Според дружеството съгласно представената обосновка в заявлението за цени, отчитайки структурата и текущото състояние на разпределителната мрежа, както и липсата на признати разходи за инвестиции за две от последните четири години, е невъзможно постигането на технологични разходи в размер на 9%. Разбирането на компанията е, че при този размер на цената за технологични разходи за „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД остават непризнати разходи за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи от 131 029 MWh, които са на стойност 15 316 хил. лв. Тази стойност се равнява на 22% от признатите инвестиции за третата ценова година от четвърти регулаторен период и на 64% от признатата възвръщаемост на компанията. В случай че КЕВР запази предварително определения размер на технологичните разходи на 9%, това ще изправи дружеството пред невъзможност да реализира одобрената за регулаторния период инвестиционна програма. Също така ще бъдат нарушени и изискванията на чл. 31, т. 1, 2 и 4 от ЗЕ, а именно цените да са недискриминационни, да покриват икономически присъщите разходи и да осигуряват възвръщаемост на енергийните предприятия. Отчитайки гореизложеното, „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД заявява разходи за технологични нужди от 11,03% (647 869 MWh) на обща стойност 75 729 хил. лв. при предложените в доклада цени за технологични разходи, цени за пренос и достъп до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото.

2. „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД възразява срещу извършената в доклада корекция на разходите за амортизации на инвестициите на стойност 5 982 хил. лв. с аргумента, че чл. 38,

ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ предвижда корекцията да бъде извършена единствено по отношение на разлики между изпълнените и признати от КЕВР инвестиции, но не предвижда корекцията да е свързана и с амортизациите на инвестициите. Според дружеството корекция на разходите за амортизации на инвестициите следва да бъде извършена при следващия регулаторен преглед към 1 юли 2018 г. Отчитайки гореизложеното, корекцията на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2015 г. и 2016 г., следва да бъде намалена с 5 982 хил. лв.

3. Съгласно изложените в становището на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД мотиви, чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ предвижда право, а не задължение на Комисията да извърши корекцията във връзка с неизпълнени инвестиции в рамките на ценовия период. Според дружеството НРЦЕЕ и принципът за регулиране „горна граница на приходи“ предвиждат промени в основните ценообразуващи елементи – регулаторна база на активите, норма на възвръщаемост и признати оперативни разходи да се извършват в началото на всеки регулаторен период, докато промяната на регулаторната база на активите чрез корекция на неизпълнените инвестиции е допълнителна възможност. Също така дружеството обръща внимание, че достигнатият 20 годишен връх в потреблението на електрическа енергия през изминалата зима е довел до високи стойности на корекцията с фактора Z, но в същото време електроразпределителните дружества са понесли сериозна тежест в периодите на върхово натоварване на системата, оказвайки пълно съдействие на електроенергийния системен оператор при управлението на товарите, плащайки високи цени за небаланси и разсрочвайки погасяването на задължения на клиентите, като предизвиканите допълнителни разходи не са включени в изчисленията към доклада. Дружеството прогнозира, че предложената еднократна корекция с фактора Z, в съчетание с корекцията и в резултат на неизпълнени инвестиции, ще доведат до предпоставки за увеличение на цените за крайните потребители през следващия регулаторен период от 4%, като в същото време това ще лиши изцяло електроразпределителното предприятие от възможността да инвестира в намаляване размера на технологичните разходи и подобряване качеството на услугата през предстоящия ценови период. С оглед на гореизложеното и на основание принципа на регулиране по чл. 23, т. 4 от ЗЕ, „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД предлага корекцията с фактора Z и корекцията в резултат на неизпълнени инвестиции да бъде разсрочена за период от 4 години с оглед осигуряване баланс на интересите на клиентите и енергийните предприятия.

Комисията приема за неоснователно възражението на дружеството по т. 1, предвид изискванията на приложимия метод за ценово регулиране и изложеното по-горе в т. 1.1. на общия подход, както и в т. 3.1. от общите възражения на дружествата.

Комисията приема за неоснователно възражението на дружеството по т. 2. Нормата на чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ предвижда корекция на необходимите приходи в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка. При приложимия метод за ценово регулиране размерът на инвестициите участва при формирането на два ценообразуващи елемента на необходимите приходи на дружеството:

- разходите за амортизации, включващи амортизации на съществуващите активи и прогнозни амортизации на инвестициите, и
- определената възвръщаемост, представляваща произведение на утвърдената норма на възвръщаемост и сбора от балансовата стойност на съществуващите активи и прогнозната стойност на инвестициите.

Комисията счита, че в изпълнение на чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ корекцията, отразяваща констатираните значителни отклонения на реално извършените инвестиции спрямо заявените и утвърдени от Комисията в началото на регулаторния период, следва да обхваща всички ценообразуващи елементи, при формирането на които участва размерът на инвестициите. Противното представлява нарушение на интересите на потребителите в полза на интереса на електроразпределителните дружества и е в противоречие с принципа по чл. 23, т. 4 от ЗЕ, тъй като чрез регулираните цени се възстановяват разходи за амортизации на

дружествата, които те не са извършили. По отношение на исканото разсрочване на корекциите по чл. 38, ал. 3, т. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ аргументи са изложени по-горе, в частта на т. 3.5. от общите възражения на дружествата.

По отношение на възражението по т. 3 следва да се има предвид, че в изпълнение на т. 1.1. от общия подход, стойността на ценообразуващите елементи не е коригирана. Приложими са единствено корекции, извършвани в съответствие с глава трета на НРЦЕЕ. Относно твърдението на дружеството за понасяне на сериозна тежест в периодите на върхово натоварване на системата вследствие оказване на пълно съдействие на електроенергийния системен оператор при управлението на товарите, плащане на високи цени за небаланси и разсрочване погасяването на задължения на клиентите, при което предизвиканите допълнителни разходи не са включени в изчисленията, следва да се отбележи, че в подаденото от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД заявление с вх. № Е-13-45-30 от 31.03.2017 г. такива разходи не са предявени, както и липсва информацията относно техния размер по вид и стойност. По тази причина Комисията не е имала възможност да анализира обосноваването и размера на тези разходи, както и да прецени необходимостта от признаването им.

III. Ценообразуващи елементи

При анализ на информацията, съдържаща се в заявлението за цени на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, в представения годишен финансов отчет за 2016 г. на дружеството и при прилагане на общия подход са извършени следните корекции на ценообразуващите елементи:

1. В съответствие с т. 1.1. от общия подход запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР за първата година на четвъртия регулаторен период, са:

- размерът на технологичните разходи;
- експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;
- разходите за амортизации;
- стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества в размер на 7,04%.

2. Регулаторната база на активите е коригирана на 341 881 хил. лв., в т.ч. НОК – 16 652 хил. лв. в съответствие с т. 1.3. от общия подход.

3. В съответствие с т. 1.4. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z , на стойност (минус) -11 656 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(P_{утв.} - E_{прог.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * Ц_{тр.} \right)_{t-1} - \left(P_{отч.} - E_{отч.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * Ц_{тр.} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

– $P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството са изчислени като среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия в размер на 184 478 хил. лв., поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП в размер 184 343 хил. лв., изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП – 185 005 хил. лв.;

- $P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 199 284 хил. лв.;
- $E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 5 225 826 хил. kWh;
- $E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 5 655 441 хил. kWh;
- $TR_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 9%;

– C_{mp} – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 86,27 лв./MWh. Посочената стойност представлява среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия, поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 35,77 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,45 лв./MWh, изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 37,02 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,47 лв./MWh;

– P_{t-2} – (минус) -516 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1} , е представено в следващата таблица:

	Показатели	Общо
1	Количество пренесена енергия, MWh	4 870 517
2	Утвърдено количество технологичен разход (9%), MWh	481 699
3	Приходи, отчет в хил. лв.	166 189
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	36 435
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	4 790 341
6	Утвърдено количество технологичен разход (8%), MWh	473 770
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	164 527
8	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 6, хил. лв.	35 835
9	Z_{t-1} (р.7-р.8-р.3+р.4)	-1 063
10	Z_{t-1} утвърден с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г.	-546
11	P_{t-2} (р.9-р.10)	-516

4. В съответствие с т. 1.5. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2015 г. и 2016 г. Изчисленията на размера на корекцията са представени в следващата таблица:

хил. лв.

		2015 г. (I_1)	2016 г. (I_2)	2017 г. (I_3)
		отчет	отчет	прогноза
1	Инвестиции – общо	17 654	23 524	68 553
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	2 156	2 613	508
3	Нетна амортизация, A_n	864	1 162	3 225
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	14 635	19 749	64 819
5	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$	32 873		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	91 530		
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A_1 + 1,5 * A_2 + 0,5 * A_3) / 3$, съгласно стойностите, посочени на р.3	1 838		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.	4 829		
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ (р.5-р.6)*7,04%*2+(р.7-р.8)*2	-14 240		

В резултат на описаните корекции, цените, без ДДС, на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД са както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение – 0,01036 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03008 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00800 лв./kWh.

Необходими годишни приходи за третата ценова година от четвъртия регулаторен период – 176 064 хил. лв. и пренесена електроенергия – 5 225 826 MWh.

„ЕНЕРГО-ПРО ПРОДАЖБИ“ АД

Със заявление с вх. № Е-13-46-13 от 31.03.2017 г. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е направило предложение за утвърждаване на цени за снабдяване с електрическа енергия, считано от 01.07.2017 г.

I. Предоставена от „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД прогнозна информация

Утвърдените с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР и изменени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР цени, без ДДС, по които „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД продава електрическа енергия на битови и небитови клиенти, присъединени към мрежи НН, както и предложените от дружеството цени, считано от 01.07.2017 г., са обобщени в таблицата по-долу:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД			
Показатели	Утвърдени с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. цени, без ДДС	Предложени цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.	Изменение
	лв./kWh	лв./kWh	%
I. Продажба на електрическа енергия за стопанска и обществена дейност - ниско напрежение			
1. Три скали			
в т.ч. - Върхова	0,19024	0,18970	-0,28%
- Дневна	0,12383	0,12407	+0,19%
- Нощна	0,06041	0,07059	+16,85%
2. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,14522	0,15814	+8,90%
- Нощна	0,06642	0,07059	+6,28%
3. Една скала	0,14652	0,13936	-4,89%
II. Продажба на електрическа енергия за битови нужди - ниско напрежение			
1. Две скали			
в т.ч. - Дневна	0,13628	0,13771	+1,05%
- Нощна	0,05386	0,05867	+8,93%
2. Една скала	0,13628	0,13771	+1,05%

Предложените стойности на ценообразуващите елементи са следните:

1. Разходи за закупуване на електрическа енергия – 335 811 хил. лв. при утвърдената с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР цена на НЕК ЕАД за електрическата енергия за покриване потреблението на клиентите на крайния снабдител, в размер на 106,60 лв./MWh;
2. Разходи за балансиране – 12 286 хил. лв.;
3. Компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, съгласно чл. 10, ал. 3 и ал. 4 от НРЦЕЕ – 10 074 хил. лв.;
4. Количества електрическа енергия за снабдяване на крайни клиенти – 3 150 000 MWh;
5. Разходи за енергийна ефективност, свързани с ангажиментите по чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ – 8 550 хил. лв.;
6. Разходи за несъбираеми вземания в размер на 3,00% от необходимите приходи – 10 745 хил. лв.

II. Становище на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД по доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД е представило становище с писмо с вх. № Е-13-46-23 от 08.06.2017 г.

1. Дружеството не е съгласно със запазването на размера на надценката за дейността крайно снабдяване на 2,29% от утвърдената средна покупна цена за енергия и посочва, че така определената надценка няма да е достатъчна да покрие реалните разходи за регулирана дейност на компанията с 3 640 хил. лв., дори без да се отчитат допълнителните разходи за несъбираеми вземания и енергийна ефективност. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД счита, че поради намаляването на количеството на продажбите в резултат на либерализацията на пазара, размерът на надценката в абсолютна стойност намалява значително и пропорционално на количествата, докато разходите на компанията за обслужване на клиенти се изменят почти незначително, тъй като те са пряко зависими от броя на обслужваните клиенти, а не от количествата. Според „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД надценката не осигурява и възвръщаемост за дружеството, което е нарушение на изискването на чл. 31, т. 4 от ЗЕ, съгласно което цените трябва да осигуряват икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала. С оглед на горното дружеството настоява КЕВР да увеличи размера на надценката по чл. 10, ал. 2 и ал. 4 от НРЦЕЕ от 2,29% на 3% или от 7 766 хил. лв. на 10 174 хил. лв. при разходи за закупуване на електрическа енергия 339 120 хил. лв.

2. „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД възразява срещу частичното признаване на заявените разходи за балансиране с аргумента, че дейността координатор на специална балансираща група се различава значително от тази на координаторите на стандартните балансиращи групи, от една страна поради настоящите пазарни условия на либерализация и голямата мигрираща клиентска маса от крайните снабдители, от друга – значително по-прогнозируемите и управляеми портфолия, които управляват търговците-координатори на свободен пазар. Предвид гореизложеното крайният снабдител счита, че разходите за балансиране следва да бъдат увеличени от 2,20 лв./MWh на 3,90 лв./MWh, като част от цените за снабдяване с електрическа енергия.

3. В постъпилото становище „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заявява за одобрение и включване в необходимите приходи разходи на дружеството за покриване на несъбираеми вземания в размер на 3% от одобрените от КЕВР приходи. Претенцията на дружеството е обоснована с аргумента, че крайните снабдители понасят целия риск от неплащане в регулирания сегмент, включително неплащането на цените за пренос и достъп на преносния оператор и на електроразпределителните дружества.

4. На основание чл. 35, ал. 2, т. 5 от ЗЕ „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД счита, че наложените на дружеството разходи за енергийна ефективност, свързани със задължения към обществото, също следва да бъдат признати, като в тази връзка се позовава на законовото си задължение в качеството на краен снабдител за постигане на индивидуална цел за енергийни

спестявания, предвидено в Закона за енергийната ефективност.

Комисията счита, че възраженията на дружеството по т. 1, т. 2 и т. 4 са неоснователни предвид мотивите, изложени в общия подход за регулиране на електроразпределителните дружества и крайните снабдители.

Комисията счита възражението на дружеството по т. 3 за неоснователно. В тази връзка Комисията не може да приеме обосновано, че включването на разходи за несъбираеми вземания в необходимите годишни приходи на дружеството е в интерес на клиентите, тъй като предприемането на съответни действия за недопускане на възникването на тези разходи чрез способите за събиране на вземания по съдебен ред, уредени в Гражданския процесуален кодекс (ГПК), е изцяло в обхвата на управленските решения на органите на дружеството. Поради тези причини разходите за несъбираеми вземания попадат в обхвата на чл. 11, ал. 2, т. 14 от НРЦЕЕ и не следва да бъдат признавани в състава на разходите, свързани с лицензионната дейност. Признаването на тези разходи в допълнение към компонентата за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ е непазарен подход, поставящ крайните снабдители в привилегировано положение спрямо останалите участници на пазара, които покриват подобни разходи за сметка на маржа си. Подобна мярка би демотивирала дружеството да полага усилия за събирането им по реда на ГПК.

III. Ценообразуващи елементи

Въз основа на извършен анализ на ценовото предложение на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД и извършените корекции, при спазване на описания единен подход и отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, цените на дружеството са, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,17980
- Дневна	0,12412
- Нощна	0,07012
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14431
- Нощна	0,07012
3. Една скала	0,14431
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13803
- Нощна	0,05528
2. Една скала	0,13803

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;
- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 353 986 хил. лв.

Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

- 1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;**
- 2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00800 лв./kWh;**
- 3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03008 лв./kWh.**

„ЕРП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ АД

I. „ЕРП Златни Пясъци“ АД не е подало заявление за утвърждаване на цени за достъп и за пренос на електрическата енергия през електроразпределителната мрежа, считано от 01.07.2017 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление, Комисията може служебно да утвърди коригирани необходимими годишни приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

II. Становище на „ЕРП Златни Пясъци“ АД по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

„ЕРП Златни Пясъци“ АД е представило становище с писмо с вх. № Е-13-09-17 от 08.06.2017 г.

Дружеството изразява своето несъгласие с общия подход, който Комисията прилага по отношение запазване на експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“ на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР за първата година на четвъртия регулаторен период. „ЕРП Златни Пясъци“ АД счита, че тези разходи трябва да бъдат актуализирани, тъй като са изчислявани преди 2 години и дружеството не би могло да предвиди всички фактори, които ще доведат до тяхната промяна. „ЕРП Златни Пясъци“ АД подчертава, че непризнаването на увеличените експлоатационни разходи в комбинация с корекциите, които Комисията налага за последната ценова година на регулаторния период за отклоненията между прогнозните и отчетените инвестиции, ще доведат до влошаване на финансовото състояние на дружеството и до ограничаване на възможностите му за адекватни ремонтни дейности и за осигуряване на сигурността и надеждността на електроснабдяването на клиентите.

Комисията приема за неоснователно възражението на дружеството, предвид изискванията на приложимия метод за ценово регулиране и изложеното по-горе в т. 1.1 от общия подход и в т. 3.1 от общите възражения на дружествата.

III. Ценообразуващи елементи

С писма с вх. № Е-13-09-7 от 30.03.2017 г., вх. № Е-13-09-13 от 03.05.2017 г. и вх. № Е-13-09-14 от 12.05.2017 г. дружеството е представило в КЕВР информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за третата ценова година от четвъртия регулаторен период.

1. В съответствие с т. 1.1. от общия подход запазени на нивото, утвърдено с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г. на КЕВР за първата година на четвъртия регулаторен период, са:

- размерът на технологичните разходи;
- експлоатационните и административни разходи за дейността „разпределение на електрическа енергия“;
- разходите за амортизации;
- стойностите на елементите на РБА, освен стойността на НОК;
- среднопретеглената норма на възвръщаемост на електроразпределителните дружества в размер на 7,04%.

2. Регулаторната база на активите е коригирана на 3 219 хил. лв., в т.ч. НОК – 257 хил. лв. в съответствие с т. 1.3. от общия подход.

3. В съответствие с т. 1.4. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството с фактора Z, на стойност (минус) -281 хил. лв. Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(P_{утв.} - E_{прог.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * C_{тр.} \right)_{t-1} - \left(P_{отч.} - E_{отч.} * \frac{TR_{одоб. \%}}{1 - TR_{одоб. \%}} * C_{тр.} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

– $P_{утв.}$ – утвърдените необходими приходи (НП) на дружеството са изчислени като среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия в размер на 2 729 хил. лв., поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП в размер 2 728 хил. лв., изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени НП – 2 732 хил. лв.;

– $P_{отч.}$ – отчетени приходи в размер на 3 010 хил. лв.;

– $E_{прог.}$ – прогнозни количества пренесена електрическа енергия – 65 398 хил. kWh;

– $E_{отч.}$ – отчетени количества пренесена електрическа енергия – 72 126 хил. kWh;

– $TR_{одоб.}$ – одобрени технологични разходи за регулаторния период – 5%;

– $C_{тр.}$ – утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото в размер на 86,37 лв./MWh. Посочената стойност представлява среднопретеглена годишна стойност в зависимост от разпределената по месеци електрическа енергия, поради факта, че през ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. действа Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 35,77 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,45 лв./MWh, изменено с Решение № Ц-7 от 07.04.2017 г. на КЕВР, в което са утвърдени цена за задължения към обществото в размер на 37,02 лв./MWh и цени за мрежови услуги през електропреносната мрежа в размер на 8,47 лв./MWh;

– P_{t-2} – (минус) -31 хил. лв., изчислението на корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1} , е представено в следващата таблица:

	Показатели	Общо
1	Количество пренесена енергия, MWh	54 668
2	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	2 877
3	Приходи, отчет в хил. лв.	2 172
4	Разходи за технологичен разход за количествата по т. 2, хил. лв.	218
5	Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	56 199
6	Утвърдено количество технологичен разход (5%), MWh	2 958
7	Приходи, утвърдени в хил. лв.	2 229

8	Разходи за технологичен разход, за количествата по т. 6, хил. лв.	224
9	Zt-1 (p.7-p.8-p.3+p.4)	50
10	Zt-1 утвърден с Решение № Ц-19 от 30.06.2016 г.	81
11	Pt-2 (p.9-p.10)	-31

5. В съответствие с т. 1.5. от общия подход е приложена корекция на необходимите годишни приходи на дружеството, отразяваща отклоненията между прогнозни и отчетени инвестиции за 2015 г. и 2016 г. Изчисленията на размера на корекцията са представени в следващата таблица:

хил. лв.

		2015 г. (И1)	2016 г. (И2)	2017 г. (И3)
		отчет	отчет	прогноза
1	Инвестиции – общо	451	249	520
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	355	0	175
3	Нетна амортизация, Ап	8	26	47
4	Номинален размер на инвестициите (p.1-p.2-p.3)	88	223	298
5	Среден номинален размер на инвестициите $I = (2,5 * I_1 + 1,5 * I_2 + 0,5 * I_3) / 3$		235	
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.		480	
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5 * A_1 + 1,5 * A_2 + 0,5 * A_3) / 3$, съгласно стойностите, посочени на p.3		27,5	
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 31.07.2015 г.		50	
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ $(p.5-p.6) * 7,04\% * 2 + (p.7-p.8) * 2$		-80	

В резултат на описаните корекции, цените, без ДДС, на „ЕРП Златни Пясъци“ АД са, както следва:

- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00666 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02783 лв./kWh.

Необходими годишни приходи за третата ценова година от четвъртия регулаторен период – 2 432 хил. лв. и пренесена електроенергия – 70 505 MWh.

„ЕСП ЗЛАТНИ ПЯСЪЦИ“ ООД

I. „ЕСП Златни Пясъци“ ООД не е подало заявление за утвърждаване на цени за продажба на електрическа енергия, считано от 01.07.2017 г. В тази връзка е приложима разпоредбата на чл. 50, ал. 3 от НРЦЕЕ, съгласно която в случай, че енергийното предприятие не е подало заявление или не е представило информацията по чл. 41 от НРЦЕЕ, Комисията може служебно да утвърди необходимите годишни приходи и цени въз основа на данните, с които разполага.

II. В законоустановения срок не е постъпило становище от „ЕСП Златни Пясъци“ ООД по приетия от КЕВР доклад за утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“

III. Ценообразуващи елементи

С писмо с вх. № Е-13-77-4 от 29.03.2017 г. дружеството е представило информацията, необходима за определяне на стойностите на ценообразуващите елементи за ценовия период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г.

В резултат на извършените корекции в описания единен подход и при отразяване на цената на закупената електрическа енергия от НЕК ЕАД, цените на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД са, както следва:

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,18992
- Дневна	0,10327
- Нощна	0,05057
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,12923
- Нощна	0,05057
3. Една скала	
	0,12923
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13381
- Нощна	0,05737
2. Една скала	
	-

при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;
- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 2 473 хил. лв.

Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и следните цени, без ДДС, за мрежови услуги:

1. Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;
2. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00666 лв./kWh;
3. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02783 лв./kWh.

ИЗМЕНЕНИЕ НА ОБЩИТЕ ЦЕНИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ЗА БИТОВИ КЛИЕНТИ ОТ 01.07.2017 г. <i>(включващи цена за електрическа енергия, цена за мрежови услуги ВН, цена за мрежови услуги НН)</i>	
„ЧЕЗ Електро България“ АД	2,00%
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	1,70%
„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	0,41%
„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	-4,47%
СРЕДНОПРЕТЕГЛЕНО ИЗМЕНЕНИЕ	1,50%

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8а във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 5, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13 и т. 17, чл. 34, чл. 35 от Закона за енергетиката и чл. 2, ал. 1, т. 1 – 6 и т. 10 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Утвърждава, считано от 01.07.2017 г.:

I. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, цена (без ДДС), по която продава електрическа енергия на обществения доставчик, в размер на 54,92 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходими годишни приходи – 799 216 хил. лв.;
- количества електрическа енергия – 14 533 316 MWh.

II. На „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД:

1. Цена (без ДДС), по която продава електрическа енергия на обществения доставчик по компоненти, както следва:

1.1. Цена за енергия – 46,85 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходими приходи за енергия – 340 404 хил. лв.;
- нетна електрическа енергия – 7 265 292 MWh.

1.2. Цена за разполагаемост – 28,23 лв./MW*h, при следните ценообразуващи елементи:

- необходими приходи за разполагаемост – 236 210 хил. лв.;
- разполагаемост на предоставената мощност – 8 367 410 MW*h.

2. Отказва компенсиране на разходи по реда на чл. 35 от Закона за енергетиката.

III. Отказва на „Сентрал Хидроелектрик дьо Булгари“ ЕООД:

1. Да утвърди цена, по която да продава електрическа енергия на обществения доставчик;

2. Да компенсира разходи по реда на чл. 35 от Закона за енергетиката.

IV. На „Национална електрическа компания“ ЕАД:

1. Цена (без ДДС) на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 70,03 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходими годишни приходи – 230 101 хил. лв.;
- количества електрическа енергия – 3 285 713 MWh.

2. Цена за задължения към обществото (без ДДС), 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 чл. 35 от Закона за енергетиката, в размер на 37,25 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,10 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходими годишни приходи – 1 240 641 хил. лв.;
- количества електрическа енергия – 33 301 348 MWh.

3. Цена (без ДДС), по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава на крайните снабдителни електрическа енергия за снабдяване на клиентите на регулирания пазар, в размер на 107,71 лв./MWh, в т.ч. компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ – 3,12 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходими годишни приходи – 1 319 502 хил. лв.;
- количества електрическа енергия – 12 250 506 MWh.

4. Цена (без ДДС), по която НЕК ЕАД, в качеството на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, в размер на 70,46 лв./MWh, в т.ч. компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ – 3,12 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходими годишни приходи – 253 518 хил. лв.;
- количества електрическа енергия – 3 598 039 MWh.

V. На „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

1. Цена за достъп до електропреносната мрежа (без ДДС) в размер на 1,09 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходими годишни приходи – 43 580 хил. лв.;
- количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и износ – 40 077 648 MWh.

2. Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа (без ДДС) в размер на 8,15 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходими годишни приходи – 326 475 хил. лв.;
- количества електрическа енергия за реализация на територията на страната и износ – 40 077 648 MWh.

3. Цена за достъп до електропреносната мрежа (без ДДС) за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 6,68 лв./MWh, при следните ценообразуващи елементи:

- необходими годишни приходи – 19 371 хил. лв.;
- количества електрическа енергия – 2 898 300 MWh.

3.1. Производителите на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената по т. V.3 на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, за което последното не дължи плащане.

VI. За електроразпределителните дружества:

1. На „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, цени (без ДДС) за третата ценова година от четвъртия регулаторен период, при следните ценообразуващи елементи:

- корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –7 783 хил. лв.;
- корекция на основание чл. 38, ал. 4 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –3 212 хил. лв.;
- необходими годишни приходи – 290 168 хил. лв.;
- пренесена електрическа енергия – 9 321 712 MWh, както следва:

1.1. Цена за пренос през разпределителната мрежа на средно напрежение – 0,00923 лв./kWh;

1.2. Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03098 лв./kWh.;

1.3. Цена за достъп за небитови клиенти – 0,01745 лв./kW/ден;

1.4. Цена за достъп за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.

2. На „Електроразпределение ЮГ“ ЕАД, цени (без ДДС) за третата ценова година от четвъртия регулаторен период, при следните ценообразуващи елементи:

- корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –11 352 хил. лв.;
- корекция на основание чл. 38, ал. 4 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –9 704 хил. лв.;
- необходими годишни приходи – 258 171 хил. лв.;
- пренесена електрическа енергия – 8 134 295 MWh, както следва:

2.1. Цена за пренос през разпределителната мрежа на средно напрежение – 0,00823 лв./kWh;

2.2. Цена за пренос през разпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03154 лв./kWh.;

2.3. Цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден;

2.4. Цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

3. На „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, цени (без ДДС) за третата ценова година от четвъртия регулаторен период, при следните ценообразуващи елементи:

- корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –14 240 хил. лв.;
- корекция на основание чл. 38, ал. 4 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –11 656 хил. лв.;
- необходими годишни приходи – 176 064 хил. лв.;
- пренесена електрическа енергия – 5 225 826 MWh, както следва:

3.1. Цена за пренос през електроразпределителната мрежа на средно напрежение – 0,01036 лв./kWh;

3.2. Цена за пренос през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03008 лв./kWh.;

3.3. Цена за достъп, която се дължи от всички крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, в размер на 0,00800 лв./ kWh.

4. На „ЕРП Златни Пясъци“ АД, цени (без ДДС) за третата ценова година от четвъртия регулаторен период, при следните ценообразуващи елементи:

- корекция на основание чл. 38, ал. 3, т. 3 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –80 хил. лв.;
- корекция на основание чл. 38, ал. 4 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – (минус) –281 хил. лв.;
- необходими годишни приходи – 2 432 хил. лв.;

– пренесена електрическа енергия – 70 505 MWh, както следва:

4.1. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,02783 лв./kWh;

4.2. Цена за достъп, която се дължи от всички крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на „ЕРП Златни Пясъци“ АД, в размер на 0,00666 лв./kWh.

VII. За крайните снабдители:

1. На „ЧЕЗ Електро България“ АД

1.1. Цени (без ДДС), по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи:

– компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;

– компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;

– необходимими годишни приходи – 537 872 хил. лв.;

– прогнозни количества електрическа енергия – 4 786 337 MWh.

„ЧЕЗ Електро България“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,17643
- Дневна	0,11294
- Нощна	0,07024
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14196
- Нощна	0,07024
3. Една скала	
	0,14196
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13205
- Нощна	0,05696
2. Една скала	
	0,13205

1.2. Клиентите на „ЧЕЗ Електро България“ АД заплащат и следните цени за мрежови услуги, без ДДС:

– цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03098 лв./kWh;

– цена за достъп за небитови клиенти – 0,01745 лв./kW/ден;

– цена за достъп за битови клиенти – 0,00505 лв./kWh.

2. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД

2.1. Цени (без ДДС), по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;
- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходими годишни приходи – 482 316 хил. лв.;
- прогнозни количества електрическа енергия – 4 291 964 MWh.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,16856
- Дневна	0,11238
- Нощна	0,06488
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13094
- Нощна	0,06488
3. Една скала	
	0,13094
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13094
- Нощна	0,05462
2. Една скала	
	0,13094

2.2. Клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД заплащат и за мрежови услуги следните цени, без ДДС:

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03154 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

3. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД

3.1. Цени (без ДДС), по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;

- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 353 986 хил. лв;
- прогнозни количества електрическа енергия – 3 150 000 MWh.

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,17980
- Дневна	0,12412
- Нощна	0,07012
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14431
- Нощна	0,07012
3. Една скала	
	0,14431
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13803
- Нощна	0,05528
2. Една скала	
	0,13803

3.2. Клиентите на „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД заплащат и за мрежови услуги следните цени (без ДДС):

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,03008 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00800 лв./kWh.

4. На „ЕСП Златни Пясъци“ ООД

4.1. Цени (без ДДС), по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниско напрежение, при следните ценообразуващи елементи:

- компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,47 лв./MWh;
- компонента за балансиране по чл. 10, ал. 3 от НРЦЕЕ – 2,20 лв./MWh;
- необходимими годишни приходи – 2 473 хил. лв;
- прогнозни количества електрическа енергия – 22 005 MWh.

„ЕСП Златни Пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2017 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,18992
- Дневна	0,10327
- Нощна	0,05057
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,12923
- Нощна	0,05057
3. Една скала	
	0,12923
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13381
- Нощна	0,05737
2. Една скала	
	-

4.2. Клиентите на „ЕСП Златни Пясъци“ ООД заплащат и за мрежови услуги следните цени (без ДДС):

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00924 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на ниско напрежение – 0,02783 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа – 0,00666 лв./kWh.

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд – София град в 14-дневен срок.

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:
РОСИЦА ТОТКОВА**