



**Р Е Ш Е Н И Е**

**№ Ц-36**

**от 23.12.2019 г.**

**КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ**

**на закрито заседание, проведено на 23.12.2019 г., след като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-810 от 27.11.2019 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както и събраните данни и доказателства от проведеното на 04.12.2019 г. обществено обсъждане, установи следното:**

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, „балансираща енергия“ е активната електрическа енергия, която операторът на електропреносната мрежа активира за компенсиране на разликата между регистрираните при него договорени и фактически реализираните графици за доставка, както и колебанията на товарите с недоговорен график на доставка. Нормите, уреждащи балансиращия пазар на електрическа енергия, се съдържат в Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) и регламентират условията за продажба и покупка на балансираща енергия с цел да се гарантира сигурност и устойчивост на националната електроенергийна система (ЕЕС) и сигурната паралелна работа на ЕЕС на континентална Европа.

Според чл. 107 от ПТЕЕ, на балансиращия пазар (БП) се търгува балансираща енергия, която включва:

1. отдадената енергия вследствие участие в регулиране (първично и вторично), зададена чрез турбинните регулатори на агрегатите или централния регулатор на ЕЕС, интегрално за часа;
2. балансиране чрез корекция на работната точка на агрегатите (третичен резерв), зададена от дежурния диспечер на независимия преносен оператор, интегрално за часа;
3. отдадена енергия вследствие на активирани блокове от студен резерв, интегрално за часа;
4. балансиране чрез промяна на състоянието (включване, изключване) на агрегатите, зададена от дежурния диспечер на независимия преносен оператор, интегрално за часа;
5. балансиране чрез промяна на товара на потребители по диспечерско разпореждане;
6. енергия, закупена/продадена от/на съседни енергийни системи, и енергия като аварийна помощ;
7. произведената електрическа енергия вследствие на активирани инсталации на потребители от студен резерв, интегрално за часа.

С оглед реализирането на електрическа енергия на БП, „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) сключва договори по чл. 11, т. 7 от ПТЕЕ с доставчиците на балансираща енергия, чиито предмет е предоставянето на балансираща енергия на преносния оператор от вторичен, третичен и активиран студен резерв. Предвид факта, че БП се администрира от ЕСО ЕАД, същото е страна и по всички сделки за покупка и/или продажба на електрическа енергия с търговски участници, които притежават диспечерируеми производствени и/или потреблящи обекти за покриване на небалансите в националната пазарна зона. Сключената сделка на БП установява задълженията на съответния доставчик

на БП да предоставя или купува енергия на/от преносния оператор според спецификата на предложението и разпореждането, издадено от диспечера на оператора на електроенергийния пазар. Сключените сделки с доставчиците на балансираща енергия, които участват във вторично регулиране или в регулирането на системата чрез активиране на блокове от студен резерв и/или активиране на агрегати за третичен резерв, се уреждат съгласно условията на договорите с преносния оператор.

В изпълнение на сключените сделки, ЕСО ЕАД купува/продава балансираща енергия въз основа на предложения за регулиране нагоре и предложения за регулиране надолу, предоставени от доставчиците на балансираща енергия, които е регистрирал по реда на ПТЕЕ. Регистърът с доставчиците на балансираща енергия по чл. 119 от ПТЕЕ е публикуван на интернет страницата на ЕСО ЕАД: <http://www.eso.bg/?did=26#Списъци и регистри>.

За изпълнение на правомощието на Комисията по чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от ЗЕ, със заповед № 3-Е-243 от 27.11.2019 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която след анализ на всички относими факти и обстоятелства е изготвила доклад с вх. № Е-Дк-810 от 27.11.2019 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия. Същият, както и проект на решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, са приети от КЕВР с решение по Протокол № 210 от 02.12.2019 г., т. 1. В тази връзка е проведено обществено обсъждане на 04.12.2019 г., след което са постъпили становища от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД с вх. № Е-13-41-107 от 12.12.2019 г., от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) с вх. № Е-13-01-61 от 18.12.2019 г., от „ЕВН България“ ЕАД с вх. № Е13-32-8 от 18.12.2019 г., от Асоциация Свободен Енергиен Пазар (АСЕП) с вх. № Е-04-37-27 от 16.12.2019 г., от Асоциация на търговците на електроенергия в България (АТЕБ) с вх. № Е-04-19-13 от 17.12.2019 г. и от Българска ветроенергийна асоциация (БВА) с вх. № Е-04-29-7 от 18.12.2019 г.

ЕСО ЕАД обръща внимание, че почасовите цени, публикувани на интернет страницата на БНЕБ ЕАД, които участват при определяне на пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия в проекта на решение на Комисията, са с време на доставка СЕТ (Central European Time/UTC+1), докато взаимоотношенията с доставчиците на балансираща енергия, определянето на регулиращата енергия за всеки период на сетълмент и определянето на небалансите в дневния и месечен сетълмент се извършват по българско часово време (Eastern European Time/UTC+2). С оглед на горното очаква допълнителни указания по прилагане на решението в частта му по т. 1.

КЕВР счита за основателно искането на ЕСО ЕАД. В тази връзка преносният оператор следва да ползва цените, публикувани на интернет страницата на БНЕБ ЕАД, като съответно ги адаптира към българското часово време (Eastern European Time/UTC+2).

Според НЕК ЕАД изчисленията на КЕВР за покриване на променливите разходи на централата с най-висока цена са основателни, но само до края на настоящия регулаторен период, а именно – 30.06.2020 г., тъй като не се знае за следващия ценови период каква ще е регулаторната рамка на цените не само за „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, но и за всички останали централи, доставчици на балансираща енергия. Освен това при използване от всички останали доставчици на предложената за приемане пределна цена Цпдн + 100 лв./MWh би се стигнало до това те да реализират по-висок приход над енергийната съставка в сравнение с „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, поради по-ниските си променливи разходи. НЕК ЕАД счита последното за нарушение на прокламирания от КЕВР принцип за равнопоставеност и предлага пределните цени за регулиране нагоре да се определят за всеки един доставчик на балансираща енергия индивидуално и да са съобразени с индивидуалната прогнозна цена на всеки от тях, като едновременно с това да се предвиди преразглеждането им след приемане на ценовото решение за периода 01.07.2020 г. – 30.06.2021 г.

По отношение пределната цена за регулиране надолу НЕК ЕАД изразява позиция, че не могат да бъдат третираны по еднакъв начин производствени и консумиращи мощности, а цената за регулиране надолу трябва да се определи отделно за генериращи и отделно за консумиращи мощности, като за ПАВЕЦ на НЕК ЕАД цената трябва да е отрицателна величина. Това е така, защото при регулиране надолу, при настоящата пределна цена 0,00 лв./MWh, за първите резултатът е намален разход за производство на електрическа енергия,

срещу което имат получен приход от продажбата ѝ по график в Д-1. Докато за консумиращата мощност на ПАВЕЦ, вземайки предвид 30-32% технологични разходи между консумация и производство, се генерира разход от включването на помпите за регулиране надолу от ЦДУ, срещу което има намален с 30-32%, заради технологичните разходи, приход. Според дружеството в така очертаната ситуация участниците на пазара, причинили излишък, при включване на ПАВЕЦ не заплащат за работата му и се облагодетелстват в разрез с прокламираните от КЕВР принципи за равнопоставеност и недискриминация.

Позовавайки се на утвърдената с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 70,40 лв./MWh и на изложената по-горе обосновка, НЕК ЕАД предлага Комисията да приеме пределна цена за регулиране надолу от ПАВЕЦ на НЕК ЕАД в помпен режим, която да е в границите между минус 21,12 лв./MWh и минус 21,318 лв./MWh, като отрицателната цена в размер на - 21,12 лв./MWh отразява намаления потенциален приход на ПАВЕЦ в генераторен режим при утвърдената от КЕВР цена за производство с разходите за технологични загуби (70,40 лв. x 30%), а цената в размер на - 21,318 лв./MWh отразява намаления потенциален приход на ПАВЕЦ в генераторен режим при заявената от дружеството цена за производство в размер на 71,06 лв./MWh с разходите за технологични загуби (71,06 лв. x 30%).

Комисията счита възраженията на дружеството за неоснователни. При определяне приблизителния размер на променливите разходи на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД Комисията е остойностила цената на CO<sub>2</sub> квотите по прогнозната такава за 2020 г. По отношение останалите променливи разходи (най-вече за основно гориво), на практика не се очаква отчетливо изменение през следващата година. В тази връзка Комисията счита, че размер на променливите разходи на централата от 136 лв./MWh ще бъде реален и обоснован и за второто полугодие на 2020 г.

КЕВР не приема твърдението за нарушаване на принципа за равнопоставеност между доставчиците на балансираща енергия, тъй като не е създавала предпоставки същите да реализират такъв приход от участието си на балансиращ пазар, който да отчита индивидуалния размер на променливите разходи на всеки от тях, тоест не е определила индивидуални цени на доставчиците. Следва да се има предвид, че БП е свободен пазар, на който доставчиците на балансираща енергия следва да се конкурират. Принципите на работа на либерализирания пазар на електрическа енергия, където разходите и възвръщаемостта на отделните производители са различни, а ценовите предложения следват кривите на търсенето и предлагането, са приложими и за БП. Определените от регулатора пределни цени само утвърждават рамката, извън която липсата на конкуренция предполага непазарно поведение на участниците и определянето на индивидуални цени би превърнало този сегмент на свободия пазар в регулиран, в противоречие на изискванията на Европейската комисията за напълно либерализиран пазар на електрическа енергия.

В позицията на НЕК ЕАД не е отчетена същността и функционирането на пазара на балансираща енергия, където ценовите предложения на доставчиците на балансираща енергия са по свободно договорени цени, като участващите производители трябва да съобразяват предложенията си с пазарните условия, като предлагат конкурентни цени. Ролята на регулатора при определянето на пределни цени не е да гарантира получаването на определен размер минимален приход на всеки доставчик, а да създаде условия за по-голяма конкуренция между доставчиците, дори и в часовете с традиционно ниски цени, като осигури възможност да се предлагат цени, покриващи минимум променливите разходи на централите с най-високи цени.

Не могат да бъдат възприети аргументите на НЕК ЕАД, обосноваващи предложението на дружеството за пределна цена за балансиране за ПАВЕЦ в режим консумация, отделна от тази за генериращите мощности в интервала между минус 21,12 лв./MWh и минус 21,318 лв./MWh. Представените в тази връзка изчисления се основават на презумпция, че НЕК ЕАД продава само по регулирана цена електрическата енергия, произведена от ВЕЦ и ПАВЕЦ в генераторен режим. Определеното с Решение № Ц-19 от 01.07.2019 г. на КЕВР количество електрическа енергия от ВЕЦ и ПАВЕЦ, което дружеството следва да реализира на регулирания пазар, представлява едва около 18% от прогнозното количество произведена електрическа енергия за ценовия период. Останалите 82% НЕК ЕАД продава на пазара по

свободно договорени цени, както и на балансиращия пазар по цени, значително надхвърлящи определената от КЕВР регулирана такава в размер на 70,40 лв./MWh. В конкретния случай при предоставяне на системната услуга регулиране надолу, разходите, които НЕК ЕАД генерира, са условно-постоянните разходи на дружеството, които са общи за ВЕЦ и ПАВЕЦ и се покриват от утвърдената регулирана цена. Вземайки предвид предложенията на НЕК ЕАД за предоставяне на системната услуга „регулиране надолу“ на цена от 0,00 лв./MWh, допълнителният разход за дружеството също е в размер на 0,00 лв., т.е. некомпенсирани разходи не са налице, с оглед факта, че регулираната цена е определена въз основа на прогнозата за произведеното количество електрическа енергия. В тази връзка при цена за регулиране надолу в размер на 0,00 лв./MWh технологичният разход на ПАВЕЦ не предизвиква допълнителни разходи за дружеството, като такива биха възникнали единствено при положителни цени, а при отрицателни съответно дружеството ще реализира допълнителен приход. Във връзка с гореизложеното може да се направи извод, че НЕК ЕАД не е поставено в неравнопоставено, а по-скоро в привилегировано положение, тъй като чрез предоставяне на услугата регулиране надолу на цена от 0,00 лв./MWh, НЕК ЕАД получава възможност да качва вода от долния в горния изравнител на ПАВЕЦ, без да заплаща електрическата енергия, необходима за работата на помпите, като по този начин си осигурява допълнително безплатен воден ресурс за производство на електрическа енергия.

„ЕВН България“ ЕАД посочва, че пределната цена за регулиране нагоре е само част от формулата, по която ЕСО ЕАД изчислява цените за недостиг, и предложеното изменение от КЕВР не може да гарантира, че няма да се получат екстремни цени. В тази връзка прави следните предложения:

- да се избере пазарен подход с две цени, еднакво отдалечени от цената на спот пазара, за да се стимулира точно прогнозиране от страна на търговските участници;
- ценообразуването следва да отразява реално извършените разходи в системата, като не се включват административни корекции (вкл. служебните цени в системата);
- доставчиците на услуги за балансиране да подават оферти на дневна база като цена в абсолютна стойност, а не както в момента за целия месец като добавка към получената цена на ПДН;
- да се увеличи прозрачността, тъй като в момента за пазарните участници няма яснота какво е състоянието на системата, нито какво количество балансираща енергия е било активирано;
- всички участници на пазара, в т.ч. тези, които предоставят електрическа енергия от ВЕИ, оптимизация на потреблението и услуги за съхраняване на енергия, трябва да имат пълен достъп до балансиращия пазар – индивидуално или чрез агрегиране.

Комисията счита предложението на „ЕВН България“ ЕАД за въвеждане на две цени, еднакво отдалечени от цената на спот пазара, за неоснователно, предвид аргументите, изложени по-долу. В останалата си част предложенията на дружеството са неотнормирани към настоящото производство, тъй като са свързани с изменение на ПТТЕ и други подзаконови нормативни актове.

АСЕП отбелязва, че поради особеностите на националния електроенергиен пазар не се наблюдава конкуренция между доставчиците на балансираща енергия. Това рефлектира в изкривяване, като пределната цена за регулиране (без значение нагоре или надолу) служи за референтна при поддаването на оферти от доставчиците. С оглед на горното, определената добавка от 100 лв./MWh, отчитаща покриване на променливите разходи на най-скъпия енергиен източник, отново ще се използва като референтна при поддаването на офертите от останалите доставчици, генерирайки по-високи разходи за потребителите и неоснователно високи приходи за доставчиците с по-ниски нива на променливи разходи. За да се ограничи действието на този пазарен дефект, АСЕП счита за подходящо решение КЕВР да определи индивидуална добавка за всяка централа на база променливите ѝ разходи. Това е наложително, тъй като сегашният модел на работа на балансиращия пазар не създава реална конкуренция между доставчиците. Според асоциацията регулаторно определените индивидуални цени ще позволят справедливо формиране на приходи без да се злоупотребява с олигополното положение на доставчиците на балансираща енергия.

Относно предложението за пределна цена за регулиране надолу в размер на 0,00 лв./MWh, АСЕП обръща внимание на член 2, параграф 12 на Регламент (ЕС) 2017/2195 за установяване на насоки за електроенергийното балансиране, съгласно който цената на небаланс може да бъде положителна, нулева или отрицателна величина. Дял V от същия регламент предвижда, че за да се приведат балансиращите пазари и цялостната енергийна система към интегриране на нарастващия дял на възобновяемата енергия, цените за небалансите трябва да отразяват стойността на енергията в реално време. Сдружението подчертава, че с присъединяването на българския електроенергиен пазар към единния европейски пазар „в рамките на деня“ трябва да се вземе под внимание все по-честото сключване на сделки на отрицателни цени. Цените на небалансите трябва да следват всички пазарни тенденции, без да остават изолирани, поради което АСЕП счита, в съответствие и с Регламент (ЕС) 2017/2195, че пределната цена за регулиране надолу трябва да може да бъде и отрицателна величина, както се наблюдава на европейските пазари. В противен случай се създават възможности за арбитраж между балансиращия и борсовия пазар.

АСЕП счита, че определянето на пределна цена, независимо дали чрез коефициент или добавка, отново е непазарен механизъм, който е непосилно да бъде прецизиран, така че да отговаря напълно на реалните пазарни условия. Принципите на балансиращия пазар трябва напълно да следват реалните пазарни условия – без пределни цени, каквато е практиката на либерализираните пазари. С преминаването на ЕСО ЕАД към 15-минутен период на сетълмент, което се очаква да се случи в средата на 2020 г., сдружението апелира КЕВР да преразгледа модела за определяне на пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия и да се премине към модел на една цена за небаланс.

Комисията приема възраженията на АСЕП за неоснователни. Не може да бъде възприето предложението на АСЕП за определяне на индивидуални пределни цени на всеки доставчик на балансираща енергия, като аргументи в тази връзка са изложени по-горе. Пазарът на балансираща енергия, макар и характеризиращ се все още с не ниски нива на конкуренция, по своята същност е пазар по свободно договорени цени, предвид което не е обосновано КЕВР да прилага подход с индивидуални цени, каквото решение би следвало да се прилага единствено при регулиран пазар, където участието на производителите, както и техните цени и количества са задължителни.

Комисията счита, че не следва да се допуска въвеждането на отрицателни цени за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу, с оглед сегашното ниво на конкуренция на пазара и предвид факта, че към настоящия момент такова решение ще доведе до получаване на неоправдани, екстремни приходи за някои доставчици, съответно до прекомерни и напълно необосновани разходи за повечето пазарни участници. Необходимост от отрицателни цени за регулиране надолу ще възникне едва след осъществяване на интеграция на националния с регионалните пазари на балансираща енергия.

Комисията приема по принцип предложението да се премине към модел на една цена за небаланс, но следва да се отбележи, че такава възможност ще има едва след преминаването към 15-минутен период на сетълмент, като реалистичният срок ЕСО ЕАД да изгради техническа обезпеченост, в т.ч. необходимите тестове на системите за този преход е средата на следващата година.

АТЕБ счита размера на фиксираната стойност от 100 лв./MWh над почасовата борсова цена за завишена, тъй като асоциацията допуска за възможно не само в 98,7%, но дори и само в 50% от часовете, в които цената надхвърля променливите разходи на най-скъпата централа, приходите на последната като цяло да са достатъчни, за да бъде тя на печалба от участието си на балансиращ пазар. За правилното изчисляване на добавката намира за удачно извършването на приходен анализ на годишна база, за да се види при какъв минимален размер на добавката тази централа ще бъде на печалба, като отбелязва, че такъв анализ не е направен от КЕВР.

АТЕБ посочва, че в ситуациите, когато цената на пазар ден напред (ПДН) е ниска, това означава че за съответния час има ниско търсене/консумация. Съответно на балансиращия пазар се очаква да има повече производители със свободни генериращи мощности. При такава ситуация е нормално да се активират балансиращи източници с по-ниски производствени разходи, като ВЕЦ, а по-скъпите да бъдат активирани в часове с

високи цени. Резултатът ще е ниски цени на балансиращата енергия в часовете с по-ниско търсене/по-голямо предлагане и по-високи в часовете с по-високо търсене/по-ниско предлагане. В развитите балансиращи пазари пределните цени са само с няколко процента по-високи от постигнатите на ПДН, което е достатъчен стимул за производителите да участват на тях. Също така, за разлика от България, пределната цена за балансиране надолу е обвързана с борсовата цена. Понастоящем, заради фиксирания размер на цената за регулиране надолу от 0,00 лв./MWh, тя бива средно между 10 и 30 пъти по-ниска от тази за регулиране нагоре. Според АТЕБ тази разлика следва да се намали, така че компаниите, които правилно са прогнозирали и са в излишък, когато системата е в недостиг, да бъдат стимулирани с по-високи цени на електроенергията за излишък, което би се постигнало чрез обвързване на цената за регулиране надолу с борсовата такава.

С цел избягването на гарантирани печалби на централи, предлагащи балансираща енергия, съответно на високи разходи за балансиране за сметка на крайните клиенти и ВЕИ производители, асоциацията предлага пределните цени за регулиране нагоре и надолу да се обвържат с процент (между 20% и 40%) от цената на ПДН.

Комисията приема възраженията на АТЕБ за неоснователни. Аргументите на АТЕБ във връзка с правилното изчисляване на добавката и за необходимостта от извършването на приходен анализ на годишна база на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД са неоснователни, тъй като се основават на неправилното разбиране, че при определянето на пределни цени КЕВР има за цел да подsigури определено минимално ниво на приходите на централата. Както бе посочено по-горе, ролята на регулатора при определянето на пределни цени не е да гарантира получаването на определен размер минимален приход на всеки доставчик, а да създаде условия за конкуренция между доставчиците, дори и в часовете с традиционно ниски цени, като в същото време осигури възможност доставчиците да покриват поне променливите си разходи. В разрез с икономическата логика е чрез определените пределни цени КЕВР да задължава производителите дори и в един ден да осигуряват балансираща енергия на цени, които не могат да покрият дори разходите за CO<sub>2</sub> квоти (например през м. март и м. април 2019 г. се регистрираха екстремно ниски цени на ПДН, които не покриваха дори 50% от разходите за CO<sub>2</sub> квоти на термичните централи за доставената балансираща енергия). В колко % от часовете, в които цената надхвърля променливите разходи на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, приходите на последната като цяло ще са достатъчни, за да бъде тя на печалба от участието си на балансиращ пазар, е въпрос, който освен че е неотнoсим към настоящото решение, няма и не може да има точен отговор, тъй като зависи от множество фактори, но най-вече от поведението на останалите доставчици на балансираща енергия, което не подлежи на надеждно прогнозиране. В този смисъл е вярно, че при определени условия дори в 50% от часовете дружеството ще може да си осигури достатъчно приходи, но също така е вярно, че при други условия съществува вариант и при 100% от часовете тези приходи да са недостатъчни, ако не покриват съответните постоянни разходи.

По отношение предложението за обвързване на цената за регулиране надолу с борсовата такава, това би довело до още по-изразена тенденция пазарните участници да стоят в изкуствен излишък, което води до предпоставки за по-големи трудности пред управлението на електроенергийната система, тъй като липсват гъвкави мощности за регулиране надолу.

В становището си БВА обръща внимание, че почасовите пределни цени за регулиране нагоре и регулиране надолу следва да бъдат пропорционално отдалечени от борсовата цена за съответния час. Според асоциацията е важно цените за недостиг и излишък да са еднакво отдалечени от цената на ПДН, за да се стимулира точно прогнозиране от страна на търговските участници, а не да се създава предпочитание у тях да заемат едната или другата позиция.

БВА изразява резерви към така определената в проекта добавка от 100 лв./MWh за цената за регулиране нагоре и изложените мотиви с аргумента, че в часовете с ниска цена за базов товар на пазара „ден напред“ е крайно неудачно да се активира най-скъпият източник на балансираща енергия, тъй като това са часове с ниски количества на потребление и има

налични по-евтини източници на балансираща енергия. Поради това счита добавката от 100 лв. за прекомерна и отразяваща една практически нереална хипотеза.

БВА настоява определяните от КЕВР пределни цени да са действително пределни, т.е. крайната цена за балансираща енергия да не ги надвишава. По този начин ще се избегнат екстремно високите цени за недостиг, които с пъти надвишават определените от КЕВР пределни цени.

По отношение цената за регулиране надолу сдружението подчертава, че същата следва да е пропорционално отдалечена от почасовата цена на ПДН спрямо пределната цена за регулиране нагоре, да е трайно обвързана с пазара на енергия и да не се допуска да е 0,00 лв. в моментите на високи цени на електроенергията.

Комисията приема възраженията на БВА за неоснователни като мотиви са изложени по-горе. Като допълнение към гореизложеното следва да се има предвид, че определянето на пределна цена за регулиране нагоре е неотносимо към самото активиране на източниците на балансираща енергия. Освен това с твърдението, че в часове с ниски количества на потребление съответно ниска цена добавката от 100 лв./MWh, отразява една практически нереална хипотеза, БВА пренебрегва факта, че източниците на балансираща енергия не се активират единствено по критерия най-ниска цена, но също така и по други, (като скорост) основно технически критерии в зависимост от нуждите на системата за конкретния час.

КЕВР няма правомощия да определя пределна стойност на крайните цени за небаланс. Следва да се има предвид, че крайната цена за недостиг в огромния процент от случаите не само не надвишава, а е чувствително по-ниска от пределните цени за регулиране нагоре/надолу. Редките случаи, когато това не е така, са резултат най-вече от изключително неточно прогнозиране от страна на търговските участници или на координатора на балансиращата група, в която те са членове.

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

С Решение № Ц-18 от 19.12.2018 г. КЕВР е определила, считано от 01.01.2019 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на 2,5\*Цпдн, където Цпдн е цената за базов товар на пазара „ден напред“ (ПДН) на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) за съответния ден;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./ MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

Средните месечни цени за предходните 10 месеца са отразени в таблицата по-долу:

	<i>Недостиг, лв./MWh</i>	<i>Излишък, лв./MWh</i>
Януари 2019 г.	<b>274,63</b>	<b>9,16</b>
Февруари 2019 г.	<b>173,71</b>	<b>10,09</b>
Март 2019 г.	<b>149,21</b>	<b>10,79</b>
Април 2019 г.	<b>191,29</b>	<b>12,57</b>
Май 2019 г.	<b>183,77</b>	<b>15,26</b>
Юни 2019 г.	<b>178,36</b>	<b>15,51</b>
Юли 2019 г.	<b>213,85</b>	<b>15,84</b>
Август 2019 г.	<b>214,99</b>	<b>11,81</b>
Септември 2019 г.	<b>233,68</b>	<b>11,87</b>
Октомври 2019 г.	<b>227,31</b>	<b>10,77</b>
<b>Януари – Октомври 2019 г.</b>	<b>204,08</b>	<b>12,37</b>



Следва да се има предвид, че посочените средни стойности на цените на балансиращата енергия се заплащат от координаторите на балансиращи групи на оператора на БП. След нетиране на небаланса, координаторите разпределят на членовете на съответната балансираща група разходите си към ЕСО ЕАД, като цените за недостиг на отделните търговски участници намаляват до значително по-ниски нива, а за излишък се увеличават, което редуцира значително разходите за балансиране на производители и потребители.

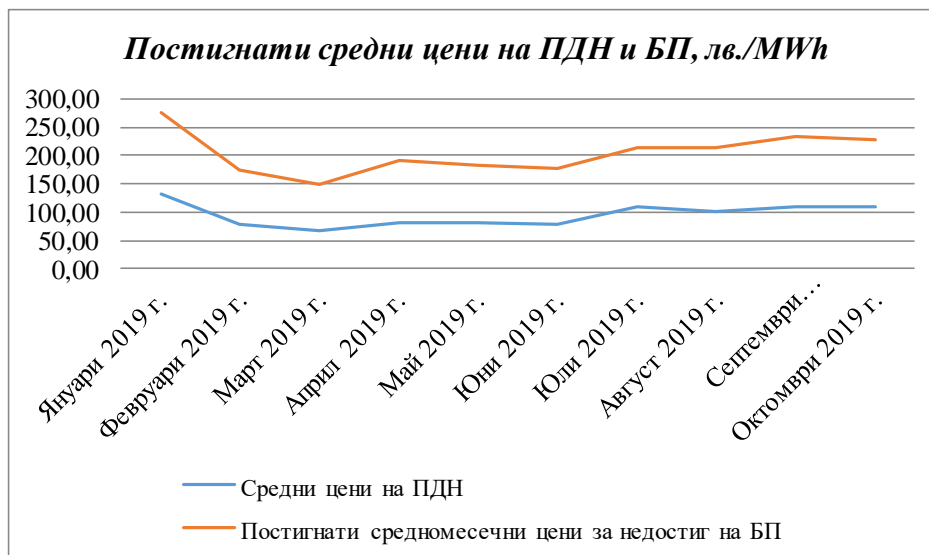
С оглед анализ и оценка на състоянието на БП е извършено сравнение на постигнатите цени на балансиращия пазар за 2018 г. и 2019 г. за месеците февруари – октомври:

	<b>2018 г.</b> лв./MWh	<b>2019 г.</b> лв./MWh	<b>Изменение</b> %
Февруари	168,58	173,71	3%
Март	145,65	149,21	2%
Април	145,71	191,29	31%
Май	168,08	183,77	9%
Юни	167,53	178,36	6%
Юли	151,67	213,85	41%
Август	179,80	214,99	20%
Септември	208,28	233,68	12%
Октомври	219,40	227,31	4%
<b>Февруари-Октомври</b>	<b>172,74</b>	<b>196,24</b>	<b>14%</b>

От представените по-горе данни е видно, че средната цена за недостиг се увеличава през всеки от месеците на разглеждания период за 2019 г., като общото увеличение е с около 14% спрямо 2018 г. Причината за повишението на цените през 2019 г., особено през месеците април и юли, са по-високите среднодневни цени на ПДН и съответно по-високите пределни цени на доставчиците на балансираща енергия.

<b>Пределни цени за регулиране нагоре</b>			
	<b>2018 г.</b> лв./MWh	<b>2019 г.</b> лв./MWh	<b>Изменение</b> %
Февруари	178,43	193,89	9%
Март	134,58	171,56	27%
Април	138,90	203,50	47%
Май	182,10	203,32	12%
Юни	176,28	197,98	12%
Юли	162,45	270,53	67%
Август	195,58	254,87	30%
Септември	231,08	270,49	17%
Октомври	254,20	273,08	7%
<b>Февруари-Октомври</b>	<b>183,73</b>	<b>226,58</b>	<b>23%</b>





Цените на доставчиците на балансираща енергия следват постигнатите цени на ПДН, като така се постига обвързаност на двата пазара и не се допускат арбитражи. Подобна мярка осигурява пропорционалност на разходите за балансиране на пазарните участници в зависимост от почасовите цени на пазара. Постигнатата цена на ПДН функционира като минимална цена за предложенията за регулиране нагоре. По този начин винаги цената за небаланс е по-неблагоприятна от тази на ПДН, както и пазарните участници се стимулират да участват и на пазара на балансираща енергия с резервния си капацитет.

Видно от горната графика, кривите на средните цени за недостиг плътно следват кривата на постигнатата средна цена на ПДН.

Обвързването на цените, предлагани от доставчиците на балансираща енергия в България, с цените на спот пазара ще възпрепятства реализирането на пазарни манипулации. Използването на пределната цена на балансиращата енергия от търговските участници като горна граница при подаваните оферти за покупка на борсовия пазар води до умишлено изкривяване на пазарните отношения, тъй като се явява стимул пазарните участници да предпочетат да са в недостиг, затруднявайки управлението и сигурността на електроенергийната система. В много случаи този предварително делегиран недостиг води до използване от страна на независимия преносен оператор на целия резервиран диапазон за регулиране нагоре, в т.ч. и целия студен резерв, което застрашава сигурността на електроенергийната система от една страна, а от друга води до значително по-високи разходи за останалите пазарни участници.

Видно от горното, с цел недопускане на изкривяване на пазарните отношения и гарантиране на сигурността на електроенергийната система, цената за недостиг следва да е най-високата цена на пазара, с оглед нейния превантивен и възпиращ характер. В тази връзка, цените за регулиране нагоре, като основен разход на оператора на балансиращия пазар при формиране на цените за недостиг, следва да са обвързани с постигнатите такива на ПДН. Такава е и европейската практика, тъй като при по-високи цени на ПДН, производителите нямат стимул за поддържане на диапазон за регулиране нагоре. При ниски цени на ПДН, а високи такива на БП, клиентите са ощетени с необосновано високи цени за небаланс.

Предвид горните аргументи, прилагането на настоящия модел за определяне на цената на доставчиците на балансираща енергия ще осигури предпоставки за стабилност на сектора, сигурност на снабдяването, недопускане на арбитражи между БП и ПДН, както и спазване на принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ.

Използваният в предходните решения на КЕВР за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия модел, а именно обвързването на пределната цена за регулиране нагоре с цената на ПДН за базов товар за съответния ден, умножена с коефициент 2,5, е отразявал значителните отклонения между почасовите цени за базов и пиков товар, съответно между пик и офпик, и лисата на техническа възможност за

прилагането на почасови цени за доставка на балансираща енергия от страна на независимия преносен оператор. В тази връзка, моделът е имал за цел да гарантира, че във всеки един момент цената за недостиг е най-високата цена на пазара, с оглед нейния превантивен и възпиращ характер. Към настоящия момент, обаче са налице настъпили значителни промени в някои от факторите, които са обуславяли използването на посочения модел. В тази връзка, следва да се има предвид, че към настоящия момент ЕСО ЕАД вече разполага с техническа възможност да прилага почасови цени. От друга страна, сериозното увеличение на борсовите цени на ПДН през 2018 г. и 2019 г. заедно със съществуващите почасови колебания в борсовите цени, допълнително е довело до влошаване като абсолютна стойност разликата в цените за недостиг, като в някои от часовете са достигнати прекомерни разходи за пазарните участници, съответно до необосновани приходи на някои доставчици на балансираща енергия. Същевременно се наблюдава и обратната пазарна аномалия – в някои от часовете, особено офпиковите, пределната цена за регулиране нагоре не покрива даже и променливите разходи на някои от основните доставчици, като последните понасят сериозни щети.

Предвид горните аргументи, следва да бъде приложен по-балансиран модел за ценообразуване, който да изключва до колкото е възможно възникването на екстремни стойности и да отчита в еднаква степен интересите на различните участници на балансиращия пазар.

Пределната цена за регулиране нагоре следва да е обвързана с почасовите стойности на постигнатите цени на ПДН. В тази връзка, следва да се отбележи, че такъв модел не може да се базира единствено на коефициент, по който да се умножава цената за базов товар на ПДН, тъй като използването на настоящия коефициент в размер на  $2,5 * Ц_{пдн}$  би довело до екстремно високи цени за недостиг през пиковите часове. От друга страна, намаляването на размера на коефициента до по-ниски стойности ще доведе до твърде ниска пределна цена за регулиране нагоре през офпиковите часове, особено в почивни и празнични дни. Това от една страна ще има за последица увеличаване на разходите за балансиране на търговските участници, а от друга няма да осигури гаранции, че цената ще е достатъчно висока през всеки един час, така че да покрива променливите разходи на централите, от които операторът активира мощности.

Променливите разходи на „Ей И Ес –3С Марица изток 1“ ЕООД (централата с най-висока цена на енергия) с включени 5% вноска към Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ и цена за достъп на производители на ЕСО ЕАД са в размер на около 136 лв./MWh, като варират в зависимост от цената на CO<sub>2</sub> квотите. Следователно пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия не следва да е по-ниска от 136 лв./MWh. Извършеният анализ на почасовите цени на ПДН показва, че цени под 36 лв./MWh са постигнати в едва 1,3% от часовете, което е твърде ниска стойност, за да оказва някакво влияние. В тази връзка е обосновано пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране нагоре да е в размер на  $Ц_{пдн} + \text{добавка}$  в размер на 100 лв./MWh, където  $Ц_{пдн}$  е равна на цената на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД са съответния час. По-ниска добавка не би осигурила покриване на променливите разходи на централите, предоставящи тази услуга на ЕСО ЕАД (например при добавка от 90 лв./MWh, тези разходи не се покриват в 8,5% от часовете).

От направения по-долу анализ е видно, че при използване на този подход пределните цена за регулиране нагоре, съответно разходите за недостиг на пазарните участници следва да намалееят:

	Средни цени на ПДН	Пределна цена за регулиране нагоре, определена като 2,5*Цпдн	Пределна цена за регулиране нагоре, определена като Цпдн+100 лв./MWh	Отклонение
Януари 2019 г.	131,79	329,47	231,79	-30%
Февруари 2019 г.	77,55	193,89	177,55	-8%
Март 2019 г.	68,55	171,56	168,55	-2%
Април 2019 г.	81,40	203,50	181,40	-11%
Май 2019 г.	81,33	203,32	181,33	-11%
Юни 2019 г.	79,19	197,98	179,19	-9%
Юли 2019 г.	108,21	270,53	208,21	-23%
Август 2019 г.	101,95	254,87	201,95	-21%
Септември 2019 г.	108,20	270,49	208,20	-23%
Октомври 2019 г.	109,26	273,08	209,26	-23%

Така определената **пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на цената на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД за съответния час:**

- Следва постигнатите цени на ПДН, като така се постига обвързаност на двата пазара и не се допускат арбитражи;
- Осигурява предпоставки цената за недостиг да е най-високата цена на пазара, с оглед нейния превантивен и възпиращ характер;
- Предполага оптимизация и обвързване на разходите на пазарните участници за небаланси със стойността на електрическата енергия;
- Предотвратява възникването на екстремни почасови цени на балансиращата енергия, тъй като при изключително високи такива на ПДН, коефициентът ги мултиплицира в екстремни на БП;
- Защишава доставчиците на балансираща енергия да не продават под стойността на променливите си разходи;
- Осигурява намаляване на разходите на пазарните участници за балансираща енергия.

Пределната цена за регулиране надолу следва да е обща за всички участници на пазара, независимо от това, дали използваните мощности са производствени и/или консумиращи. По този начин се осигурява недискриминационно и равнопоставено третиране на централите, предлагащи тази системна услуга, като не се допуска облагодетелстване на даден участник за сметка на останалите, както и спекулативно поведение. Пазарните принципи налагат цената за регулиране надолу да е положителна величина. При отрицателна стойност на цената централата, предоставяща системната услуга, продава недостиг, а потребителите, които са в излишък, го купуват, което противоречи на принципите на балансиращия пазар и води до екстремни стойности на балансиращата енергия и големи разходи за небаланси. Отрицателната цена за регулиране надолу представлява прекомерна санкция за производителите и потребителите, които са в излишък, която изкривява пазара, застрашава неговата работа и противоречи на европейските практики. В тази връзка пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране надолу следва да се запази на 0,00 (нула) лв./MWh.

Въз основа на изложените по-горе аргументи, пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия е, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД;
2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./ MWh;
3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предложение 2 от Закона за енергетиката

## КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Определя, считано от 01.01.2020 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв./MWh, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

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

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ЗА ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**ЮЛИЯН МИТЕВ**

(съгласно Заповед № 1177 от 04.12.2019 г.)