



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

Комисия за енергийно
и водно регулиране



РЕШЕНИЕ

№ Ц-9

от 01.07.2018 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 01.07.2018 г., след като разгледа данните и документите, свързани определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, както и събраните данни на проведено на 06.06.2018 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 18, ал. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) производството на електрическа енергия от възобновяеми източници се насърчава по начините, посочени в същата разпоредба, в т.ч. и чрез определяне на преференциални цени. В тази връзка, по силата на чл. 32, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ, Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) ежегодно до 30 юни определя преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, с изключение на енергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW. Разпоредбата на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ подробно посочва критериите и ценообразуващите фактори, които се отчитат при определяне на преференциалните цени при условията и по реда на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Според § 54 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн., ДВ, бр. 17 от 2015 г., част от насърченията за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, в това число и определянето на преференциална цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, които са въведени в експлоатация след влизането в сила на ЗИД на ЗЕ – 06.03.2015 г., с изключение на обектите по чл. 24, т. 1 и 3 от ЗЕВИ. В тази връзка по силата на § 20 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн., ДВ, бр. 56 от 2015 г., преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници по чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ, които са въведени в експлоатация след 1 януари 2016 г.

Въз основа на гореизложеното, КЕВР следва да определи преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, за енергийните обекти по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ, а именно: с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии.

На следващо място, съгласно изискванията на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, КЕВР ежегодно до 30 юни, актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена

от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорт и разходи за труд и работна заплата. Съгласно чл. 32, ал. 5 от ЗЕВИ коефициентът, отразяващ изменението на стойността на ценообразуващите елементи, се определя като произведение от: изменението на разходите за суровина за производство на електрическа енергия от биомаса, на разходите за горива за транспорта, необходими за доставка на суровината за производство на електрическа енергия, и на разходите за труд и работна заплата, необходими за добиването и обработката на суровината за производство на електрическа енергия и производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, изразено в проценти, и дела на съответния ценообразуващ елемент от общите разходи, изразен в проценти. Процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието, храните и горите годишни индекси за изменение на цените на тези суровини (чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ). Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта се определя въз основа на средната пазарна цена на съответния ценообразуващ елемент за предходната отчетна година – чл. 32, ал. 7 от ЗЕВИ. Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата се определя въз основа на данните от Националния статистически институт за изменението на средната работна заплата за предходната календарна година – чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ.

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката КЕВР определя ежегодно премии за електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ), произведена от централи с обща инсталирана електрическа мощност 4 MW и над 4 MW. Според § 68, ал. 1 и ал. 2 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г.) КЕВР определя на производителите на електрическа енергия от ВИ с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW премии, като разлика между определената до влизането в сила на същия закон преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена на обекта, и определената за този период прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници в зависимост от първичния енергиен източник. В тази връзка в контекста на посочените разпоредби на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от ВИ, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. По смисъла на § 1, т. 42 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ прогнозна пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник е среднопретеглената годишна цена за електрическа енергия, произведена от слънчева енергия, вятърна енергия, водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, биомаса, други видове възобновяеми източници и за електрическа енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, произведена от природен газ и въглища.

Със Заповед № 3-Е-48 от 20.04.2018 г. на председателя на КЕВР е създадена работна група със задача да извърши анализ на данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализирането на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса. В тази връзка е изготвен доклад с вх. № Е-Дк-470 от 18.05.2018 г., който е приет от Комисията с решение по т.1 от Протокол № 87 от 23.05.2018 г. Със същото решение КЕВР е приела и проект на решение относно определянето на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса и определяне на премии на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW. В

изпълнение на разпоредбата на чл. 14, ал. 1 от ЗЕ проектът на решение е подложен на обществено обсъждане, което е проведено на 06.06.2018 г. В срока по чл. 14, ал. 3 от ЗЕ от заинтересованите лица, са постъпили становища, както следва:

С вх. № Е-04-00-52 от 06.06.2018 г. в КЕВР е постъпило становище от Асоциация на производителите на екологична енергия (АПЕЕ, Асоциацията), в което са изложени аргументи, както следва:

1. По отношение на инвестиционните разходи АПЕЕ посочва, че не са налице основания за драстично намаление на инвестиционните разходи в сравнение с решението на Комисията за предходния регулаторен период.

В тази връзка Асоциацията посочва, че съгласно доклад на Института за соларна енергия „Фраунхофер“, последно актуализиран от 26 февруари 2018 г., инвестиционните разходи за изграждане на покривна фотоволтаична електроцентрала са 2 484 лв./kWp. Същевременно, в цитирания в Решение № Ц-017 от 2017 г. на КЕВР доклад на Института от ноември 2016 г., инвестиционните разходи за покривни фотоволтаични електроцентрали от 10 до 100 kW са същите – 2 484 лв./kWp. В становището си посочва още, че през 2018 г. се наблюдава понижение на цената на фотоволтаичните панели, което е в рамките на 2-3%. Заявява също, че съгласно доклада на Фраунхофер, стойността на фотоволтаичните панели представлява едва 46% от инвестиционните разходи за изграждане на фотоволтаичната електроцентрала, както и че, разходите за инвертори остават непроменени, като при цената на елементите за конструкция се наблюдава повишение, а разходите за труд са се повишили с 11,7%, според данни на Националния статистически институт (НСИ).

2. АПЕЕ възразява и срещу определения размер на експлоатационни разходи. Асоциацията счита, че посочените разходи не отразяват действителните разходи за поддръжка на фотоволтаични електроцентрали. Заявява, че разходите, посочени в проекторешението са драстично по-ниски от разходите за предходния период. Посочва, че съгласно данни от НСИ, през всяко тримесечие на 2017 г. разходите за възнаграждения в България са се покачили с 11,7%. С оглед на това, посочва, че Комисията следва да признае разходите за труд и работна заплата като допълнителен компонент при определянето на експлоатационните разходи.

3. Относно амортизационните отчисления, АПЕЕ обръща внимание, че според действащото законодателство централа, присъединена след 30.06.2018 г. би сключила договор за изкупуване за 16 години, а не за 20 години. Асоциацията счита за неоснователно разходите за амортизации да се изчисляват за период, извън регулаторния.

Комисията приема за неоснователни горните възражения. По отношение на възражението за инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че посоченият източник в проекта на решение е официален доклад на Фраунхофер институт от края на 2017 г. и това са осреднени капиталови разходи в този период от време. Относно изложеното по т. 2, че експлоатационните разходи следва да бъдат в размер на миналогодишните, посочени в Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР, следва да се има предвид, че не съответства на промените на международните пазари и би означавало Комисията да зачете необосновано висок размер и/или равен на размера получен при отразяване на ситуацията на пазара относима при определянето на преференциални цени през вече отминал ценови период (01.07.2017 г. - 30.06.2018 г.). Това от своя страна би означавало, необосновано да не се отрази понижението на капиталовите разходи на международните пазари и да се даде възможност на дружествата производители на соларна енергия да реализират допълнителен приход. По отношение на твърденията свързани с амортизационните

отчисления, Комисията счита, че използваният подход е идентичен с този, възприет при определяне на преференциалните цени на останалите групи ВИ производители, като например при водноелектрическите централи, където амортизационните отчисления са в 25 годишен период, а законовите правомощия за преференциални цени – 15 години. Следва да се има предвид, че централите ще продължат да работят и след изтичането на договорите за преференциални цени, като съответно ще реализират приходи от произведената електрическа енергия.

С вх. № Е-04-23-4 от 11.06.2018 г. в КЕВР е постъпило становище от Българска фотоволтаична асоциация (БФА, Асоциацията), в което са изложени възражения, както следва:

Асоциацията посочва аргументи по отношение на намаляването на инвестиционните разходи за ФТЕЦ с инсталирана мощност до 5 kW и от 5 kW до 30 kW с 8%, както и свързаното с това намаляване на експлоатационните разходи за двете групи ФТЕЦ с 11%.

Според Асоциацията, размерът на преференциалните цени за тези централи следва да бъде запазен на нивото определено с Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР. БФА заявява, че в цитираните доклади на Fraunhofer Institute и IRENA, статистиката на цените за покривни инсталации до 2016 г. Fraunhofer Institute е при цена от 1300 евро/kWp (доклад от м. февруари 2018 г.), а IRENA е посочила най-ниска цена от 1500 \$/kWp (доклад от м. декември 2017 г.). В тази връзка счита, че при анализа на посочените статистически данни тези цени са вече наситени и едва ли може да се очаква в следващите периоди намаляване на цените за покривни ФТЕЦ. БФА посочва още, че:

1. Няма намаляване на цените на отделните компоненти.

Най-голяма тежест в инвестиционния разход имат цените на фотоволтаичните панели, за които защитното мито върху вноса на панели от Китай, Малайзия, Тайланд не е отменено, а срокът му е удължен. Според Асоциацията, като се има предвид мащаба на пазара в България, разходите за доставка, транспорт и транспортна застраховка, както и продуктовата такса, разходите се увеличават с 0,05 евро/kWp.

Цената на инверторите, отчитайки специфичните технологични изисквания за инвертори за малки инсталации, не само не е намаляла, но се наблюдава увеличение, дължащо се на доларовата цена на компонентите за тяхното производство, като посочва, че повечето от компонентите за изграждане на ФТЕЦ са свързани с доларови цени. В заключение, Асоциацията заявява, че растящият курс на долара спрямо еврото се отразява в по-големи инвестиционни разходи, и че цена на инвестиционен разход от 2 284 лв./kWp, включваща и разходи за присъединяване е невъзможна.

2. БФА възражава и срещу така определеното „нетно специфично производство“ от 1 302 kWh/kWp като средногодишна продължителност на работа на покривни ФТЕЦ от 1302 часа, като заявяват, че същата не отчита особеностите при работа на тези централи. Според БФА, покривните ФТЕЦ рядко работят на максимална ефективност, тъй като модулите не се инсталират под оптимален ъгъл, нито изцяло на юг. Покривните ФТЕЦ не могат да бъдат почистени от натрупващия се прах върху тях, като разходите за отстраняване на технически проблеми върху модулите са значително по-високи от тези на наземните.

От Асоциацията заявяват, че покривните ФТЕЦ няма как да произвеждат повече от 1200 kWh/kWp инсталирана мощност и че определянето на „нетното специфично производство“, чрез средногодишна продължителност на работа на централите, осреднено за България за 2015 г., 2016 г. и 2017 г., противоречи на ЗЕВИ, където дефиницията за „нетно специфично производство“ изисква от средногодишната продължителност на работа на централата да се приспадне енергията за собствено потребление.

Становището на Асоциацията е, че за целите на намаляване на преференциалната

цена на покривни ФТЕЦ с инсталирана мощност до 5 kW и от 5 kW до 30 kW, при използвания подход, произволно се определят инвестиционни разходи и „нетно специфично производство“, за да се докаже възвръщаемост на капитала от 7%.

Комисията приема за неоснователни горните възражения. По отношение на твърденията за намаляването на инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че при определяне на стойността на инвестиционните разходи са взети предвид понижението на капиталовите разходи за ФТЕЦ към края на 2017 г. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), www.pveurope.eu и IRENA (International Renewable Energy Agency)) за изграждане на нови електроцентрали, използващи възобновяеми източници в страните членки на Европейския съюз (ЕС), съгласно източниците на информация, посочени в проекта на решение, представляващи осреднени капиталови разходи в този период от време.

Видно от посочените източници в проекта на решение - официален доклад на Фраунхофер институт от края на 2017 г., www.pveurope.eu и IRENA, става ясно, че цените на слънчевите панели са намалели значително през последните години и посочват, инвестиционни разходи за покривни системи за ФТЕЦ с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително са в размер на – 1334 евро /kWp, което се равнява на 2609 лв./kW, а за ФТЕЦ с обща инсталирана мощност от 5 kWp до 30 kWp включително са в размер на 1168 евро/kWp, което се равнява на 2284 лв./kW.

- По данни на PVEUROPE, един напълно монтиран фотоволтаичен масив на покрив е на стойност 1200 – 1700 евро/kW, или нетно 1200 – 1500 евро/kW, което средно се равнява на около 2 445 лв./kW.;

- По данни на IRENA, общата цена през 2017 г. за една инсталирана фотоволтаична централа е на стойност 1388 \$/kW, което се равнява 1188 евро/kW, или 2325 лв./kW;

В Доклада на IRENA, са посочени данни за пазара при фотоволтаичните системи за средната стойност за жилищните фотоволтаични системи в Германия, както и разликата в процента на разходите спрямо други пазари за дадена година, (вкл. разходи за фотоволтаични системи с капацитети до 500 kW), като обхващат търговския сегмент и жилищния пазар, където е установено, че най-ниски средни общи разходи за инсталирани търговски фотоволтаични системи може да се намери в Германия и Китай, съответно 1 100 – 1 150 \$/ kW. В Доклада на източника се посочва още, че най- високата цена остава в Калифорния с общ размер на разходите от 3 650 \$/kW. По отношение на разходите за търговски фотоволтаични системи, най-ниската средна цена на разходите за електрическа енергия е била в размер на 0,10 \$/kWh в Австралия през второто тримесечие на 2017 г. (при обработката на данните в Доклада е посочено, че се наблюдава тенденция на намаление на цената, като е установено, че между второто тримесечие на 2014 г. и второто тримесечие на 2017 г., цената е намаляла с 38%).

При стойност на фотоволтаични системи от 1150 \$/kW, размерът на инвестиционния разход се равнява на 1927 лв./kW.

Следва да се има предвид, че при изчисляване стойността на инвестициите са използвани данни на БНБ към 05.06.2018 г., при курс на долара 1,67523 лв./\$ и курс на еврото от 1,95583 лв./евро.

В тази връзка може да се направи извод, че при извършения детайлен анализ, така определените размер на инвестиционните разходи за ФТЕЦ с инсталирана мощност до 30 kW, взети от официални източници, отразяват както международния опит, така и придобития и изграден опит в страната, и следва да се запазят на нивото на определените в разгледания на проведеното обществено обсъждане проект на решение.

По отношение на отчетеното понижение на размера на инвестиционните разходи през 2017 г., следва да се има предвид, че от извършения анализ от Фраунховер институт

за соларни енергийни системи, се наблюдават тенденции на намаляване на ценовите нива на електрическа енергия произведена от ФТЕЦ през периода януари 2015 г.- април 2018 г. На проведени търгове през март/септември 2017 г. в доклада се посочва, че са достигнати нива на цени на електрическата енергия съответно 57 евро/MWh и 49 евро/MWh, като намалението е с 14% само за 2017 г. През септември 2017 г./април 2018 г. ценовите нива са 49 евро/MWh и 43 евро/MWh, редуцирането е от 12%. (Photovoltaics report February 2018). Подобен е и анализа от IRENA, където ценовите нива през 2017 г. са паднали под 0,100 \$/kWh (Renewable Power Generation cost 2017 year).

По отношение на поставената под съмнение коректност на информацията и методологията за определяне на нетно специфично производство в проекта на решение, следва да се има предвид, че при прилагането на установеното „нетно специфично производство“, се цели да се осигури възвръщаемост адекватна на присъщите часове на работа за такъв вид централи.

При използвания подход, следва да се има предвид, че АУЕР е официален източник и използваната информация е публично достъпна от публикуваните регистри на официалната интернет страница на Агенцията.

При определянето на средно годишната производителност на ФТЕЦ е взето предвид и извършеното сравнение на експериментални резултати от PVGIS (Фотоволтаична географска информационна система), НАСА (Национално управление по въздухоплаване и изследване на космическото пространство), METEONORM и БАН за средногодишната сумарна радиация за град Варна при хоризонтална повърхност за 2011 г. За България е установено средногодишна сумарна слънчева радиация от 1210 (kWh/m2/за година) до 1400 (kWh/m2/за година) при хоризонтална повърхност. При оптимален наклон от 32 - 33° средногодишната сумарна слънчева радиация е от 1366 (kWh/m2/за година) до 1660 (kWh/m2/за година). Слънцегреенето за град Варна в периода 1931 г.-1950 г. е 2250 часа средно годишно, като за периода 1951 г. - 1970 г. е 2180 часа средно годишно. В резултат, на което е установено, че при използване на модул “Crystalline silicon” с инсталирана мощност 1 kWp, годишното производство средно за България възлиза на 1441 kWh/kWp при оптимално ориентиране на фотоволтаичния модул към слънчевата радиация от 32°, което съответства на 1302 kWh/kWp нетно специфично производство на електрическа енергия за една година.

В тази връзка и видно от гореизложеното полученото нетно специфично производство на електрическа енергия за една година в размер на 1302 kWh/kWp, съвпада с установеното при средногодишна продължителност на ФТЕЦ за Р България получена по данни на АУЕР за използвания тригодишен период (2015 г., 2016 г. и 2017 г.).

С писмо с вх. № Е-13-175-5 от 11.06.2018 г. в КЕВР е постъпило становище от „ЕВН- Каварна“ ЕООД, в което дружеството изразява становище по определената прогнозна пазарна цена (ППЦ) за периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г. В тази връзка „ЕВН - Каварна“ ЕООД посочва, че по отношение на целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, КЕВР следва да изчисли ППЦ за електрическата енергия, която да отчита общите принципи и фактори при определянето на преференциалните цени. Дружеството акцентира и върху принципа за ненакърняване интересите на производителите при въвеждане на новия пазарен модел.

„ЕВН-Каварна“ ЕООД разглежда механизма за определяне на прогнозната пазарна цена, като акцентира на определянето ѝ по групи производители, в зависимост от първичния енергиен източник. Във връзка с определяне цената и реалното прогнозиране на ППЦ за базов товар, дружеството счита, че КЕВР следва да определи типа сделки на националната и регионални борси, които ще бъдат предмет на анализа от страна на КЕВР.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. По-долу в решението са изложени мотиви относно типа сделки предмет на анализа, а именно такива с период на доставка максимално близък до регулаторния/ценови период, за който се прилага определената премия. Съгласно разпоредбата на чл. 37а от НРЦЕЕ, прогнозната пазарна цена за базов товар се определя въз основа на анализ на тези сделки, а не като среднопретеглена или друга стойност, т.е. предполага отчитането на всички факти и обстоятелства, които биха повлияли на цената през разглеждания период, като пазарни рискове, спекулации на пазарите на деривати в съседните пазарни зони, излишъци/недостиги на електрическа енергия, презапасяване на търговските участници с електрическа енергия и влиянието на това обстоятелство върху пазара „ден напред“, който служи за определяне на референтна цена и други.

Дружеството производител посочва, че при определяне на груповия коефициент е извършена симулация на общ график с твърде ограничен брой централи, като отделните вятърни централи в България са с различно географско положение, различна инсталирана мощност, ефективност и технология, в следствие на което данните за производството на малък дял инсталирана мощност не могат да бъдат представителни за всички вятърни централи. Според „ЕВН - Каварна“ ЕООД при извършен от негова страна собствен експертен анализ е определило прогнозна пазарна цена от 62,59 лв. - 63,00 лв./MWh, и че определената от КЕВР ППЦ на електрическа енергия от вятърни централи, в размер на 67,06 лв./MWh е завишена с приблизително 4,00 лв./MWh, като резултативната му премия, която от 123,94 лв./MWh следва да бъде от порядъка на 128,00 лв./MWh.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. Съгласно чл. 37в, ал. 4 от НРЦЕЕ при определяне на груповия коефициент следва да се извърши симулация чрез общ график на производители, сумата от чиято обща инсталирана мощност представлява поне 10 на сто от общата инсталирана мощност на всички производители, на които се дължи премия попадащи в съответната група. При представената по-долу такава са използвани графиците на производители, чиято обща инсталирана мощност представлява над 60% от тази на всички производители попадащи в обхвата на групата по чл. 37б, ал. 2, т. 5 от НРЦЕЕ. Необосновани са твърденията на „ЕВН - Каварна“ ЕООД, че определената ППЦ на електрическа енергия от вятърни централи, в размер на 67,06 лв./MWh е завишена, като негативният ефект за дружеството ще е от порядъка на 4,00 лв./MWh. В тази връзка е извършена симулация на участие на пазара ден напред на ВтеЦ „Каварна“ за предходната календарна година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1, която показва, че индивидуалният коефициент на производителя е 0,98653, т.е. ППЦ за следващия регулаторен/ценови период следва да е в размер на 69,06 лв./MWh. (т.е. определената премия следва да е с 2,00 лв./MWh по-ниска).

„ЕВН-Каварна“ ЕООД, изразява становище и по отношение необходимостта от компенсиране на всяко отклонение между ППЦ за предходния регулаторен период и действителната пазарна цена за предходния период, тъй като по този начин при изпълнение на процедурите по ценово регулиране цените на енергийните предприятия трябва да възстановяват икономически обоснованите разходи за дейността им и да осигуряват обоснована норма на възвръщаемост на капитала, както и да се осигури справедливо прехвърляне на разходите от преференциални цени и премии за енергия от възобновяеми източници към крайните клиенти. „ЕВН - Каварна“ ЕООД твърди, че възприетият модел на „договори за премия“, оставя изцяло пазарния риск при производителите и че ако в „Методиката“ не бъде въведена компенсационна компонента, има реална опасност да бъдат застрашени вече направените инвестиции в сектор „вятърна енергия“.

Дружеството посочва че във връзка с измененията на НРЦЕЕ, разписаният модел за корекция на ППЦ се обезсмисля от заложения пределно висок праг от 30% отклонение на

действителната пазарна цена. Според него липсва каквато и да е обосновка от страна на Комисията, както и анализ и симулация на различни варианти на % „съществено отклонение“ и тяхното отражение върху приходите на производителите, като счита че предвиждането на такова отклонение от 30% е в противоречие с целта и духа на закона и че може да се стигне до фалит на някои от дружествата от сектора.

Горното възражение е неотнормимо към настоящото административно производство.

Моделът „договори за премия“ е регламентиран в ЗЕ. В ЗЕ и ЗЕВИ не съществува механизъм за компенсиране на производителите, в случай на постигната по-ниска среднопретеглена цена от прогнозната такава. Съгласно чл. 31а, ал. 2 от ЗЕ Комисията има право при необходимост да измени определените премии, но не по-често от веднъж на 6 месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар, но не са предвидени компенсации за предходен период.

С писмо с вх. Е-04-00-59 от 20.06.2018 г. в КЕВР е постъпило становище от Института за публично-частно партньорство (Института, ИПЧП).

Институтът възражава срещу намаляването на инвестиционните разходи за ФТЕЦ до 5 kW и мощност от 5 kW до 30 kW с 8 %, и в тази връзка намаляването на експлоатационните разходи за двете групи ФТЕЦ с 11%. Посочва, че от съществено значение за развитието на ВИ сектора в България в ценовия период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е да не бъдат намалявани преференциалните цени за покривните инсталации от ФТЕЦ с мощности до 5 kW и от 5 kW до 30 kW. Счита, че направените предложения са в съответствие с развитието на преговорния процес за промените в приложимото в сектора законодателство на европейско ниво, както и с целите европейският потребител да бъде стимулиран да консумира собственото си ВИ производство.

От ИПЧП, правят заключение, че няма развитие на покривните инсталации на ФТЕЦ в България, въпреки че не липсва инвеститорски интерес и преференциалната цена за настоящия ценови период. Като част от причините за това посочва недопустими действия на електроразпределителните дружества. В тази връзка ИПЧП прави предложение за инициатива от страна на КЕВР за промяна на нормативната уредба във връзка с присъединяването на обекти на производители от ВИ към електрическите мрежи.

Според ИПЧП предложената стойност на „нетно специфично производство“ от 1302 kWh/kWp не отговаря на реалната му стойност.

Комисията приема за неоснователни горните възражения. По отношение на твърденията относно намаляването на инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че при определяне на стойността на инвестиционните разходи са взети предвид понижението на капиталовите разходи за ФТЕЦ към края на 2017 г. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), www.pveurope.eu и IRENA (International Renewable Energy Agency), съгласно източниците на информация, посочени в проекта на решение, представляващи осреднени капиталови разходи в този период от време, което обуславя и получения размер преференциални цени в двата мощностни диапазона - до 5 kW и от 5 kW до 30 kW.

По отношение на размера нетно специфично производство, следва да се има предвид, че като източник за нуждите на анализа на посочените пълни ефективни часове са ползвани данни, които са публични - регистрите на АУЕР за 2015 г., 2016 г. и 2017 г.

Предвид предложенията за промяна в ЗЕ следва да се отбележи, че КЕВР няма правомощия по законодателни промени, като предложенията следва да се отнесат към Министерство на енергетиката и Народното събрание.

В КЕВР е постъпило становище с вх. № Е-04-29-8 от 20.06.2018 г. от Българска ветроенергийна асоциация (Асоциацията, БГВЕА), в което заявява следното:

БГВЕА посочва, че ППЦ за базов товар е важен елемент, който дава пряко отражение върху целия пазар на електрическа енергия, тъй като въз основа на нея се определят премията за отделните производители за следващия годишен период. В този смисъл Методиката за определяне на ППЦ е ключова, а очакванията на производителите са тя да даде гаранция и предвидимост на приходите на вятърните централи при новата схема за подпомагане. Асоциацията счита, че определянето на ППЦ на базов товар през първия ценови период има изключително синтетичен характер и категорично не отразява влиянието от участието на ВИ производителите на Българска независима енергийна борса (БНЕБ), а поради пазарните и макроикономически динамики, определените ППЦ и групови коефициенти на база на исторически данни, не могат да бъдат представителни за следващ период. Изразява становище, че в предложеното проекторешение на КЕВР липсват ясни и последователни текстове, съдържащи категорични правила, при чието спазване да се достигне до определяне на ППЦ.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. По-долу в решението са изложени мотиви относно начина на определяне на ППЦ. Неоснователно е твърдението, че не е отразено влиянието от участието на ВИ производителите на Българска независима енергийна борса (БНЕБ). По-долу в мотивите на настоящото решение е описано, че при определянето на ППЦ за базов товар, това обстоятелство е отчетено, като такова влияещо на цената, и именно поради този и другите описани фактори определената ППЦ е занижена спрямо постигнатите към момента нива. Необективни са твърденията, че групови коефициенти на база на исторически данни, не могат да бъдат представителни за следващ период, тъй като отчетните данни представляват единствената достоверна информация, която не подлежи на изкривявания в резултат на субективни твърдения и критерии.

По отношение на твърдението за липса на категорични правила, при чието спазване да се достигне до определяне на ППЦ, следва да се има предвид, че съгласно разпоредбата на чл. 37а от НРЦЕЕ, прогнозната пазарна цена за базов товар се определя въз основа на анализ на форуърдните сделки, а не като среднопретеглена или друга стойност, т.е. предполага отчитането на всички факти и обстоятелства, които биха повлияли на цената през разглеждания период, като пазарни рискове, спекулации на пазарите на деривати в съседните пазарни зони, излишъци/недостиги на електрическа енергия, презапасяване на търговските участници с електрическа енергия и влиянието на тези обстоятелства върху пазара „ден напред“, който служи за определяне на референтна цена.

БГВЕА настоява за прозрачност и обективност при определянето на ППЦ на базов товар. Счита, че при липсата на основа за обективен анализ, единственият легитимен способ за спазване на конституционно гарантирания принцип за защита на инвестиции е въвеждането на изрична възможност за корекция при всяко отклонение между ППЦ и реалната пазарна цена.

Горното възражение е неотносимо към настоящото административно производство. В ЗЕ и ЗЕВИ не съществува механизъм за компенсиране на производителите, в случай на постигната по-ниска среднопретеглена цена от прогнозната такава. Съгласно чл. 31а, ал. 2 от ЗЕ Комисията има право при необходимост да измени определените премии, но не по-често от веднъж на 6 месеца, при условие че е налице съществено изменение между определената прогнозна пазарна цена за базов товар за този период спрямо постигнатата и прогнозната такава за оставащия срок от периода на организиран борсов пазар, но не са предвидени компенсации за предходен период.

БГВЕА посочва се, че определената ППЦ за вятърна енергия в размер на 67,06 лв./MWh не е определена на реални пазарни изходни параметри, тъй като през изминалия период количествата, които са търгувани на БНЕБ са значително по-малки от очакваните в периода 01.07.2018 г. - 30.06.2019 г., както и че профила на производство на участниците на БНЕБ през изтеклите периоди, се отличава съществено от този в следващия прогнозен период. Асоциацията дава пример с данни от пазара на електроенергия в Румъния, който се отличава със значителна ликвидност и участие на ВЕИ и показва, че постигната среднопретеглена пазарна цена за вятър е с поне 10% по-ниска от цената на базов товар и възприема близостта на Румъния и сходният профил на производство на вятърните централи за най-надеждната референция за първоначалния период на търговия на ВЕИ производство на БНЕБ, при липса на представителни исторически данни на БНЕБ.

БГВЕА твърди, че с въвеждането на новата схема за подпомагане, вятърните централи ще бъдат изложени на редица рискове, свързани с волатилността на цените, без наличие на инструменти за овладяване на тези рискове. От Асоциацията настояват за определяне на максимално справедлива ППЦ за вятърна енергия с цел постигане на равнопоставеност на доходността при новия пазарен модел и нормативно регламентирания такъв при извършването на инвестициите. БГВЕА посочва, че премията следва да осигури тази еквивалентност, т.е. действителната пазарна цена, постигната от продажбата на електрическа енергия на БНЕБ плюс регулаторно определената премия, следва да бъде равна на настоящата преференциална цена на съответната централа.

Комисията приема горното възражение за неоснователно. Груповата ППЦ за производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия е определена съгласно разпоредбите на раздел IIIa от НРЦЕЕ. Към настоящия момент за българския пазар, примерът с цената на вятърната енергия в Румъния е необоснован. Спреда между цените на пик и офпик на румънската борса OPCOM е много по-голям от този на българския пазар, като често през нощните часове почасовата цена е под 20,00 лв./MWh, а на БНЕБ ЕАД подобни цени през 2017 г. не са отчитани. Причината за по-високите цени в България в офпиковите часове са възможностите за износ към Гърция, където традиционно електрическата енергия през нощта е по-скъпа от тази в Румъния и България.

В КЕВР е постъпило становище с вх. № Е-04-40-7 от 20.06.2018 г. от Асоциация „Хидроенергия“ (Асоциацията, АХ), относно определянето на прогнозна пазарна цена (ППЦ) за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW.

Асоциацията посочва, че при определяне на ППЦ се извършва симулация с производители, сумата от чиято обща инсталирана мощност представлява 10 на сто от общата инсталирана мощност на всички производители. Това създава условия за избирателност на групи производители, основана на непрозрачни критерии и не би могло да бъде обективна извадка за групата на първичния енергиен източник - водна енергия, поради техническите особености на различните типове ВЕЦ. Посочва пример с ВЕЦ със седмични или сезонни изравнители, които могат и са проектирани да произвеждат пикова енергия, което би довело до „изкривяване“ на симулацията при изчисляване на средно претеглената цена за пазарен сегмент „ден напред“, а това от своя страна ще определи групов коефициент по-висок от реално постигания от сектора като цяло, съответно ще се намали премията за всички ВЕЦ в групата. Асоциацията посочва, че горното е недопустимо и предлага симулацията да бъде извършвана с производители, сумата от чиято инсталирана мощност представлява не по-малко от 30% от инсталираната мощност на съответна група.

Според АХ, определянето на ППЦ с необходимата точност е невъзможно поради непрогнозируемите обеми на търговия, профили на предлаганата и потребяваната енергия,

както и промените при множество фундаментални пазарни фактори (за България и региона), които доказано не могат да бъдат надеждно прогнозирани за бъдещ период. Като счита, че е необходимо да бъде отчетена изключителната динамика и сериозните отклонения на хидрологията за всяка отделна година, които значително влияят на годишното помесечно разпределение на произведената електроенергия от ВЕЦ. Асоциацията подчертава, че използването на предложения от КЕВР подход ще ошети ВЕЦ, които осигуряват възобновяема енергия на най-ниска цена и делът на компонентата от цената, получавана от свободния пазар, ще бъде най-висок и в заключение ще се определи коефициент за отклонение от ППЦ, по-висок от реално постигания от сектора като цяло.

Комисията приема аргументите на Асоциация „Хидроенергия“ относно необходимостта симулацията да бъде извършвана с производители, сумата от чиято инсталирана мощност представлява поне 30% от инсталираната мощност на съответна група, като това обстоятелство е отчетено още в подложения на обсъждане проект на решение. При определяне на груповия коефициент по чл. 37б, ал. 2, т. 6 от НРЦЕЕ са използвани графици на производители, чиято обща инсталирана мощност представлява над 30% от инсталираната мощност на тази група.

По отношение на динамиката и сериозните отклонения на хидрологията за всяка отделна година възражението на асоциацията е необосновано, тъй като груповият коефициент по чл. 37б, ал. 2, т. 6 от НРЦЕЕ се определя ежегодно, като отразява годишното помесечно разпределение на произведената електроенергия от ВЕЦ за предходната година. В тази връзка в дългосрочен план подобни отклонения ще се нетират.

С вх. № Е-04-21-1 от 19.06.2018 г. в КЕВР е постъпило становище от Българска соларна асоциация (БСА, Асоциацията), като е направила възражения по отношение на:

По отношение на цитираната в доклада стойност на инвестиционните разходи, от асоциацията посочват, че в доклада на Фраунхофер институт е посочено намаление на покривните инсталации от 1% за 2017 г., спрямо предходната 2016 г. От Асоциацията заявяват, че данните обхващат инсталации до 100 kWp, като няма определени инвестиционни разходи за по-малки инсталации. В доклада на IRENA (International Renewable Energy Agency) е посочен диапазон на инвестиционни разходи от 1200 €/kWp до 1700 €/kWp. От Асоциацията възразяват и срещу това, че е визиран пазара в Германия, където производството на енергия от възобновяеми източници се развива приоритетно, за малки централи няма тежки административни процедури, проектиране, съгласуване, изграждане на трасета и трансформаторни устройства, и други. БСА посочва, че за оборудване, пуснато на пазара в България се дължи продуктова такса от 1,95 лв./kg., т.е. близо 40 лв. на фотоволтаичен панел. Асоциацията посочва, че в една 5 kWp инсталация оскъпяването на инвестицията е с близо 800 - 880 лв., а за 30 kWp оскъпяването е от 4 800 лв. до 5 600 лв. на централа, при това само в частта „модули“. От Асоциацията посочват, че в България централи до 30 kWp имат разходи и за присъединяване: за изграждане на кабелни линии, а понякога и трансформаторни постове, те заплащат и цена за присъединяване, която според БСА се определя по непрозрачен начин от всяко електроразпределително предприятие и варира от 750 лв. до 74 000 лв.

Поради посочените причини БСА счита, че е необходимо да се ревизират инвестиционните разходи в двата мощностни диапазона (до 5 kWp и от 5 до 30 kWp).

Според Асоциацията, така определената норма на възвръщаемост от 7% продължава да е ниска и да е относително близка до алтернативата на капиталовложението като депозити в банка.

БСА възразява срещу подхода за определяне на експлоатационни разходи на база процент от инвестиционните с аргумента, че по този начин те са силно подценени. От БСА посочват, че не са включени разходи по поддръжка на микро предприятие, счетоводство, осигурителни вноски на управител, такса за достъп и такса за балансиране, които в някои месеци достигат 30 % от приходите, както и такса от 5% за ФСЕС, посочват и че не са отчетени пропуснатите ползи от въвеждането на термина „нетно специфично производство“. Заявяват още, че не са отчетени и административни разходи, които се налага производителите да правят заради месечната кореспонденция с различни институции: ЕРП, АУЕР, ФСЕЕС, НАП и други.

БСА възразява срещу определянето на нетното специфично производство на база на данни от АУЕР, като заявява, че всяка година централите са все по-ограничени в работата си. От Асоциацията предлагат да отпадне „нетното специфично производство“ за централи по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ. Предлагат за определянето на този показател, който според тях ограничава приходите на всяка централа, да се ползват данни от Централната лаборатория по слънчева енергия и нови енергийни източници към БАН, като Комисията се съобрази с тях. Според БСА при определянето на „нетно специфично производство“, резултатът е отнемане на доход от производителите и принуждаването им да работят и да си плащат в последните месеци на годината.

От БСА, заявяват, че според действащото законодателство, една централа, присъединена след 30.06.2018 г. би сключила договор за 16 години, а не за 20 г. и е нелогично разходите за амортизация да се начисляват за период извън регулаторния.

От БСА, заявяват, че освен фотоволтаични електрически централи със стационарните конструкции, се изграждат и съоръжения със следящи конструкции – тракери, за които посочва, че са с близо 30% по-висока производителност, заемат изключително малко обработваема площ за 1 kWp инсталирана мощност и са с най-висока степен на опазване на околната среда. От Асоциацията посочват, че инвестиционните разходи необходими за изграждането на следящи конструкции, са със значително по-високи експлоатационни разходи, както и разходи за техническа поддръжка, ремонт, застраховки и други, в сравнение с инсталациите със стационарни конструкции. От БСА обръщат внимание и на системите с конструкции с променлив ъгъл по вертикалната ос, като посочват, че имат възможност да регулират ъгъла на попадане на слънчевата радиация. В тази връзка от БСА цитират разпоредбата на чл. 32, ал. 2, т.4 от ЗЕВИ, където е указано, че при определяне на преференциалните цени е необходимо да се отчитат освен видът на възобновяемия източник, видовете технологии, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията, също така и „...производителността на инсталацията според вида технология.“. От БСА посочват, че нееднократно е обръщано внимание върху влиянието на решението на Комисията по определяне на цени, включително и на средногодишното производство по отношение на една конкретна група производители на електрическа енергия от възобновяеми източници – фотоволтаични електрически централи със следящи конструкции – двуосни тракери.

Според Асоциацията, възприеманият до момента подход на Комисията при определяне на цени, диференцирани единствено по основен критерий - инсталирана мощност, без да се съобразява с използваната технология, производителността на централата, респективно инвестиционните разходи и тяхната възвръщаемост, т.е. заложените в закона критерии, според БСА означава, че КЕВР съобразява само незначителна част от изискванията.

В допълнение БСА заявява, че развитието на ВИ сектора в България е спряло, като посочва, че един от факторите за това е изкупната цена и несигурността в сектор „Енергетика“, породен от честата промяна в нормативната база и въвеждането на ретроактивни мерки.

Комисията счита горните възражения за неоснователни поради следните аргументи:

По отношение на твърденията относно инвестиционните разходи и ревизирането им в двата мощностни диапазона, следва да се има предвид, че посоченият източник в проекта на решение е официален доклад на Фраунхофер институт от края на 2017 г. и това са осреднени капиталови разходи в този период от време. Относно изложеното подходът към нормата на възвръщаемост на капитала и структурата на капитала е еднакъв към всички видове технологии, произвеждащи електрическа енергия от ВИ, а определената норма на възвръщаемост е над 7 пъти по-висока от алтернативата на капиталовложението, като депозити в банка. Следва да се има предвид, че експлоатационните разходи, подлежащи на регулаторен контрол, са свързани с експлоатацията и поддръжката на съоръженията, съобразно съответните технически стандарти, от което следва че е напълно обосновано размерът на експлоатационните разходи да е определен като процент от инвестиционните разходи.

Като източник за нуждите на анализа на посочените пълни ефективни часове са ползвани данни, които могат да се видят от публичните регистри на АУЕР за 2015 г., 2016 г. и 2017 г.

По отношение на възражението, че използваният подход е идентичен с този, възприет при определяне на преференциалните цени на останалите групи ВИ производители, като например при водноелектрическите централи, където амортизационните отчисления са в 25 годишен период, а законовите правомощия за преференциални цени – 15 години.

Предвид аргументите относно следящите конструкции, следва да се има предвид, че настоящото административно производство е образувано на основание чл. 32, ал. 1, т. 1 и ал. 4 от ЗЕВИ, поради което е с предмет определяне на нови преференциални цени на електрическата енергия, произвеждана от обекти по чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ, както и актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от биомаса. Правомощието на КЕВР да определи нетно специфично производство на електрическа енергия е регламентирано в § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.). Съгласно посочената разпоредба на ЗИД на ЗЕ в срок до 31 юли 2015 г. в съответствие със Закона за енергията от възобновяеми източници, КЕВР е следвало да приеме решение, с което установява нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в съответните решения на Комисията, приети до влизането в сила на този закон. Видно от посочената норма законът е регламентирал това правомощие на КЕВР като еднократно действие, което е във връзка с вече постановени решения за определяне на преференциални цени. В този смисъл правомощието на КЕВР по § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗИД на ЗЕ е изчерпано с постановяването на Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. на КЕВР.

Различни цени, съобразно конфигурацията на конструкцията и дизайна на присъединяване и начина на поддръжане на фотоволтаичните модули, както и позиционирането им спрямо слънцето, не са предмет на разглеждане в настоящото решение, тъй като те представляват индивидуално управленско решение и не попадат в обхвата на регулиране. Предложените различни решения относно увеличаване на производителността на ФТЕЦ (напр. тракери), са свързани с по-високи инвестиционни и експлоатационни разходи, в сравнение с традиционните мощности на фотоволтаичните инсталации. Следва да се има предвид, че е въпрос за управленско решение и анализ на принципа „разходи – ползи“ при прилагането на подобни решения, с оглед увеличаването на приходите на дружеството от продажбата на количествата произведена електрическа енергия над установения размер „нетно специфично производство“ на пазара.

С писмо с вх. № Е-13-266-1 от 19.06.2018 г. в КЕВР е постъпило становище от „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, със следните възражения:

Дружеството заявява, че е направен анализ на ценообразуващите елементи, като във връзка с определянето на процента на изменение на разходите е получена информация от съответните органи, като е посочен и коефициентът на изменение на разходите за гориво за транспорт, за труд и работна заплата. Дружеството счита, че не е посочен какъв е коефициентът, с който се актуализира цената, как точно е формиран, нито към коя цена се прилага този коефициент.

Дружеството посочва, че според проекта на Решение процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата за 2017 г. спрямо предходната календарна година е 11,8%, а процентът на изменение на разходите за горива за транспорта е 8,6%, все в посока увеличение. Въпреки това, дружеството счита, че по отношение на актуализацията на преференциалната цена, определена в т.28 от Решение Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, която е приложима за централата на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, всички посочени в проекта разходи са с абсолютно същите разходи, посочени в Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР т.е. увеличението на разходите не е отразено. Според дружеството, единствената промяна е в относителната тежест на всеки един от елементите (за експлоатационните разходи, за разходите за амортизация и за възвръщаемост).

На следващо място дружеството заявява, че според Решение № Ц-17 от 2017 г. на КЕВР в ценовия модел за електрически централи с мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни отпадъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с комбинирано производство, са коригирани следните ценови параметри: пълни ефективни часове – 7 000 h (нетно специфично производство в размер на 6 300 kWh/kW), калоричност на суровината – 2 600 kcal/kg, коефициент на полезно действие на първично вложената енергия в цикъла -24% и цената на суровината на 75,93 лв./t.

Според дружеството, максималната продължителност на работа на централи от типа като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД се намалява до средно 5 600 ефективни часа при отчитане на различни фактори (аварийни ситуации, профилактика, вътрешна консумация). От друга страна, при определяне на преференциалната цена за централи от типа, като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД е заложено, че централата работи 7 000 h, като именно тази стойност е заложена с оглед преценката за възвръщаемост на инвестицията. В проекта, е посочено, че цената на премията е при нетно специфично производство от 5 400 kWh/kW.

Дружеството твърди, че има противоречие в залаганите от КЕВР параметри при определяне на цената.

„Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД счита, че останалите заложени във формулите за ценообразуване, параметри на суровината не са коректни, тъй като суровина с качествени показатели залагани от КЕВР, е суровина с високо качество, например пелети. От дружеството посочват, че пазарната цена на подобна суровина е 300-340 лв./t. От дружеството посочват, че действително, калоричността е била променена от 3 700 kcal/kg на 2 600 kcal/kg. Като следва обаче да се има предвид, че дървените остатъци и отпадъци от дърводобива и дървообработването са с ниска калорична стойност и висока влага. Дружеството посочва още, че в този вид суровина има водно съдържание (влажност) около 50 % (т.е. 3 пъти по-висока от приетата от КЕВР), а енергийната калоричност е около 1 800 kcal/kg. (т.е. два пъти по-ниска от приетата от КЕВР). Действително, цената на този вид дървесина е по-ниска, но разхода на суровина за производство на енергия е значително по-висок.

Според дружеството, в ценовия модел, предлаган за сегмента директно изгаряне на дървесни остатъци и дървесни отпадъци, е приложен друг модел - изгаряне на високо енергийно гориво (пелети или чиста суха дървесина), като обаче е възприета цената, характерна за ниско енергийната суровина (капац и изрезки).

Дружеството посочва, че общото „КПД“ на инсталацията на централа от вида като тази на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД е 18-19%, като счита, че в проекта е заложена друга електрическа ефективност. От дружеството заявяват, че дори да се приеме, че „КПД-то“ на централата е по-голямо, отново следва правилното изчисление на разходите за суровина, че за производство на 1 MWh енергия са необходими приблизително 4 t.тона суровина, което според дружеството не е отчетено от КЕВР.

По отношение на експлоатационните разходи, дружеството посочва, че в проекта на Решение е отразено, че експлоатационните разходи са 191,32 лв./MWh, като в тези разходи влизат разходи за ремонт, работни заплати, за гориво за транспорт на суровини и разходите за суровини. Според дружеството експлоатационните разходи са пресметнати некоректно, разходът за суровина е неправилно определен на 116,27 лв./MWh, не е съобразено, че за производство на 1 MW енергия са необходими 4 тона суровина. Дружеството твърди, че цената на суровината като част от експлоатационните разходи следва да е приблизително 330,00 лв./MWh, а при изчисленията на КЕВР е получен по-нисък размер на експлоатационните разходи, като ценообразуващ елемент. Според дружеството, независимо от това, че е посочено в Проекта на Решение, че се определят прогнозни пазарни цени и премии за обекти с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, за него не става ясно, че тези стойности се прилагат единствено за централи с мощност над 4 MW. „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД възразява срещу извършения подход, при определянето на пазарната цена за производство на електрическа енергия, произведена от биомаса при извършена симулация с участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД, т.е. за да се определи пазарната цена за целия сектор на производители на енергия от биомаса да е направен анализ само за един участник. Считат, че данните са непълни и определянето на цената е незаконосъобразно.

Комисията приема за неоснователни горните възражения на дружеството.

По отношение на твърдението на дружеството, че е неясно дали се актуализират цените, и че същите са непроменени, следва да се има предвид, че правилата за ежегодното актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, са регламентирани в чл. 32, ал. 4-8 от ЗЕВИ. В тази връзка съответната утвърдена преференциална цена се актуализира на база актуализираната през предходната година стойност на ценообразуващите й елементи.

Относно възражението по заложените параметри за енергийност на суровината, влажност на суровината и специфичен разход, калоричност и КПД, следва да се има предвид, че са със стойности, които съответстват на вече отразените в Решение № Ц-17 от 01.07.2017 г. на КЕВР.

По отношение твърдението на „Еко Енерджи Мениджмънт“ ООД, че експлоатационните разходи не са определени коректно, следва да се има предвид, че експлоатационните разходи са определени като процент от инвестиционните разходи, като експлоатационните разходи се формират основно от разходите за суровина, разходи за ремонт и поддръжка, застраховки, разходи за почистване и др., които са осреднени за периода на изчислената анюитетна цена.

По отношение на възражението на дружеството срещу извършения подход, при определянето на пазарната цена за производство на електрическа енергия, произведена от биомаса, следва да се има предвид, че съгласно чл. 37б, ал. 4 от НРЦЕЕ извадката включва производители, сумата от чиято обща инсталирана мощност представлява поне 10 на сто от общата инсталирана мощност на всички производители, на които се дължи премия,

попадащи в съответната група. Групата по чл. 36б, ал. 2, т. 7 се състои от двама производителя, като инсталираната мощност на „Монди Стамболийски“ ЕАД представлява 79% от тази на групата.

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:

I. Общи принципи при определянето на преференциалните цени

Основните фактори, използвани за определяне на нивото на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, са размерът на инвестиционните разходи, включително разходите за присъединяване към съответната преносна или разпределителни мрежи, нивото на експлоатационните разходи, капиталовите разходи, в т.ч. разходите за амортизация, определени на основата на среден полезен технико-икономически живот на активите и възвръщаемост. Преференциалните цени отразяват видът на възобновяемия източник, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията.

При определянето на цените на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, са използвани данни от официален доклад на Фраунхофер институт 2017 г. – Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), www.pveurope.eu) и IRENA (International Renewable Energy Agency), публикувани на интернет страниците на изброените източници на следните линкове, посочени в настоящия доклад:

– <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuell-e-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

– <http://www.pveurope.eu/News/Solar-Generator/Solar-modules>.

– <http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>

Преференциалните цени за производство на електрическа енергия от ВИ не отчитат конкретни стойности на индивидуален инвестиционен проект, а осреднени такива, взети от официални източници и отразяващи международния опит, както и придобития и изграден опит в страната. Цените са определени чрез изчисляване на настоящата стойност на финансовите потоци, получени чрез определените от Комисията осреднени необходими приходи при горепосочените ценообразуващи елементи. Цените са анюитетни за периода на задължително изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници.

При определяне и/или актуализиране на преференциалните цени на електрическа енергия от ВИ, следва да се има предвид, че на основание чл. 36е, ал. 4 от ЗЕ, ежемесечните вноски във „Фонд сигурност на електроенергийната система“ в размер на 5%, не са ценообразуващ елемент и не следва да се включват в състава на признатите от Комисията разходи.

Ценообразуващите елементи, които следва да бъдат отчетени при определяне на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ, са:

1. Инвестиционни разходи

Размерът на инвестиционните разходи за всички видове ВИ отразява всички инвестиционни разходи за оборудване и съоръжения, специфични инвестиционни разходи, в зависимост от технологията, включващи електрическите инсталации и

инвертори, стоманени конструкции, разходи за развитие на проекта, включително идейни и технически проекти, административни разходи и такси, разходи за присъединяване на енергийния обект, както и други непланирани инвестиционни разходи.

При определяне на стойността на инвестиционните разходи са взети предвид понижението на капиталовите разходи за ФТЕЦ към края на 2017 г. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (www.ise.fraunhofer.de), www.pveurope.eu и IRENA (International Renewable Energy Agency)) за изграждане на нови електроцентрали, използващи възобновяеми източници в страните членки на Европейския съюз (ЕС), съгласно източниците на информация, посочени в настоящия доклад, представляващи осреднени капиталови разходи в този период от време.

2. Инфлация

За корекция на експлоатационните разходи, необходими за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия при образуването на цени за производители на електрическа енергия от ВИ, е приложена прогнозна годишна инфлация от 2%.

3. Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала

При определянето на преференциалните цени за задължително изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВИ, е икономически обосновано да бъде определена еднаква целева стойност на нормата на възвръщаемост на капитала, при еднаква целева капиталова структура на собствения и привлечения капитал. В тази връзка при реалното прилагане на определените преференциални цени всеки инвеститор има възможност да постигне различна доходност в зависимост от индивидуалното управление на инвестиционния проект.

Нормата на възвръщаемост е определена в съответствие с макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата в размер на 7%. Конкретната стойност е постоянна величина, действаща за нормативно определен период от време и се явява среднопретеглена за целия период на задължителното изкупуване на електрическата енергия. Следователно и съставляващите я ценови параметри като финансовите разходи, отразени в нивото на нормата на възвръщаемост, представляват референтни средни стойности за целия период на изкупуване на енергията, а не са определени като относими към дадена календарна година.

В тази връзка следва да се отбележи, че същите параметри на нормата на възвръщаемост се прилагат като ценообразуващ елемент при определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произвеждана от всички видове възобновяеми източници и технологии, което гарантира принципа по чл. 23, ал. 1, т. 5 от ЗЕ, изискващ осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия. В допълнение, среднопретеглена норма на възвръщаемост в размер на 7% осигурява финансов ресурс за покриване на допълнителни невключени разходи и произтичащи от закона задължения, и следва да се запази.

4. Средногодишна продължителност на работа на централите

При определяне на средно годишната продължителност на работа на фотоволтаични електрически централи (ФТЕЦ) са използвани данни от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) за 2015 г., 2016 г. и 2017 г., разпределени по общини и региони, като са взети предвид отчетените средно-ефективни стойности на работа за страната в годишен аспект, количествата произведена електрическа енергия и инсталираните мощности, като са отчетени средните нетни пълни ефективни часове в България за последните три години, а именно:

Осреднено за Р България, средни нетни пълни ефективни часове в размер на 1 302 часа, което се равнява на 1 302 kWh/kWp нетно специфично производство (НСП).

5. Размер на експлоатационни разходи

Допустимите експлоатационни разходи, подлежащи на регулаторен контрол, са свързани с експлоатацията и поддръжката на съоръженията, съобразно съответните технически стандарти. Те се формират основно от разходи за ремонт и поддръжка, застраховки, разходи за почистване и др., които са осреднени за периода на изчислената анюитетна цена, съгласно източниците на информация посочени в настоящия доклад. Размерът на експлоатационните разходи е определен като процент от инвестиционните разходи.

Предвид факта, че преференциалната цена се определя за дългосрочен период, през който съществуват възможности за оптимизацията чрез използване на бързото развитие на инженерните технологии и предприетата от собственика на централата стратегия на поддръжка, средната стойност на експлоатационните разходи следва да е в границите на минималните нива, възприети от инвеститорите в световен мащаб.

Разходите за поддръжка в действащите цени на електрическата енергия, произведена от фотоволтаични електрически централи, включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., като за електрически централи (ЕЦ) с инсталирана мощност до 5 kWp представляват в годишен план 3% от инвестиционните разходи до 5^{та} година от експлоатацията включително. От 6^{та} до 20^{та} година експлоатационните разходи за поддръжка нарастват на 3,5%. Експлоатационните разходи за инсталирани мощности от 5 kWp до 30 kWp представляват 3% от инвестиционните разходи за целия двадесет годишен период на преференциални цени.

6. Ползен живот на активите и разходите за амортизации

Разходите за амортизации са изчислени при прилагане на линеен метод и в зависимост от осреднен ползен живот на активите и средната стойност на инвестицията за различните видове ВИ. Съоръженията, машините и оборудването, които се влагат в изграждането на съответния вид централа според вида инсталация, имат различен технико – икономически живот. В тази връзка разходите за амортизация са осреднени и са изчислени на база полезния живот на основното оборудване при отчитане на инвестиционните разходи за изграждане на нова централа. Възприет е среден 20-годишен амортизационен срок на активите, съответстващ на възприетия ползен живот на активите.

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВИ

I. Определяне на цената на електрическата енергия, произведена от фотоволтаични електрически централи (ФТЕЦ) с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии:

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия, произведена от ФТЕЦ, са следните:

1. Инвестиционни разходи на kWp в размер на:

– с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 2 609 лв./kWp;

– с обща инсталирана мощност от 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 2 284 лв./kWp;

2. Експлоатационни разходи – разходи за опазване на околна среда, материали и др. разходи, свързани с производствения процес, в размер на:

– с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 68,92 лв./MWh;

– с обща инсталирана мощност от 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 53,63 лв./MWh;

3. Полезен живот на активите – 20 години;

4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;

5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 302 часа, което се равнява на 1 302 kWh/kWp нетно специфично производство;

6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост – 7%.

Предвид горното, преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ФтЕЦ с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, са както следва:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ФтЕЦ с инсталирана мощност до 5 kW, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	242,13	100,00%
за експлоатационните разходи	67,43	27,85%
за разходи за амортизации	99,19	40,97%
за възвръщаемост	75,52	31,19%
ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 kW, монтирани на покриви и фасади		
Цена, в т.ч.	205,99	100,00%
за експлоатационните разходи	53,08	25,77%
за разходи за амортизации	86,85	42,16%
за възвръщаемост	66,07	32,07%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА

КЕВР е определила на основание чл. 32, ал. 1 от ЗЕВИ нови цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, със свои Решения № Ц-18 от 20.06.2011 г., № Ц-35 от 27.10.2011 г., № Ц-18 от 28.06.2012 г., № Ц-19 от 28.06.2013 г., № Ц-13 от 01.07.2014 г., № Ц-1 от 28.01.2015 г. и № Ц-24 от 30.06.2015 г., които следва да бъдат актуализирани по реда на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ.

Във връзка с горното е направен анализ на ценообразуващите елементи – разходи за суровини за производство на енергия, разходи за горива за транспорта и разходи за труд и работна заплата, въз основа на което се установи следното:

Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за горива за транспорта и на разходите за труд и работна заплата с писмо изх. № Е-04-24-2 от 18.04.2018 г. е изискана информация от Националния статистически институт (НСИ), относно процента на тяхното изменение през 2017 г., спрямо предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-04-24-2 от 02.05.2018 г. с посочени процентите на изменение, както следва:

– Процентът на изменение на разходите за труд и работна заплата за 2017 г. спрямо предходната календарна година въз основа на данните за изменението на средната работна заплата за 2017 г. от 11,8% е в размер на 12 725 лв., спрямо 11 379 лв. за 2016 г.

– Процентът на изменение на разходите за горива за транспорта за 2017 г. спрямо предходната година въз основа на средната пазарна цена е 108,6, т.е. средногодишната инфлация е 8,6%.

Във връзка с определянето на процента на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса с писмо с изх. № Е-03-13-1 от 18.04.2018 г. от министъра на земеделието, храните и горите е изискана информация относно годишните индекси за изменение на цените на суровините за производство на електрическа енергия от биомаса за предходната календарна година. Информацията е получена с писмо с вх. № Е-03-13-1 от 28.05.2018 г., от което е видно, че средният индекс за изменението на средната цена на дървесината за технологична преработка и дървата за горене за периода 01.04.2017 г. - 31.03.2018 г. спрямо периода 01.04.2016 г. - 31.03.2017 г. е 102,1 на сто, т.е. 2,1%.

С оглед на горното е извършена актуализация на определените от КЕВР цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, които са намерили приложение по отношение на въведени в експлоатация енергийни обекти.

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-11 ОТ 14.06.2017 г.

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 51,61 лв./MWh;

1.2. Разходи за горива на транспорта, са в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,03 лв./MWh;

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 116,27 лв./MWh;

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 14,44 лв./MWh.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, работната група предлага следните преференциални цени, по които обществения доставчик, съответно крайните снабдителите да изкупуват електрическа енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци:

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	288,74	100,00%
за експлоатационните разходи	192,82	66,67%
за разходи за амортизации	54,33	18,88%
за възвръщаемост	41,60	14,45%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-24 ОТ 30.06.2015 г.

I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и т. 4:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 74,03 лв./MWh;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 69,54 лв./MWh.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 61,91 лв./MWh;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 38,70 лв./MWh.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 24,65 лв./MWh;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 29,75 лв./MWh.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 178,57 лв./MWh;
- За ЕЦ с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 215,52 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	490,38	100,00%
за експлоатационните разходи	341,55	69,65%
за разходи за амортизации	84,12	17,15%
за възвръщаемост	64,71	13,20%
ЕЦ от 500 до 1500 kW		
Цена, в т.ч.	453,35	100,00%
за експлоатационните разходи	353,98	78,08%
за разходи за амортизации	56,08	12,37%
за възвръщаемост	43,29	9,55%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 79,42 лв./MWh.

1.2. Разходи за работни заплати, в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 66,42 лв./MWh.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 12,65 лв./MWh.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност до 500 kW – 83,43 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ЕЦ до 500 kW		
Цена, в т.ч.	403,32	100,00%
за експлоатационните разходи	243,65	60,41%
за разходи за амортизации	90,25	22,38%

за възвръщаемост	69,42	17,21%	
------------------	-------	--------	--

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА
ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С
РЕШЕНИЕ № Ц-1 ОТ 28.01.2015 г., ЧАСТТА ПО Т. 6**

Актуализиране на преференциалната цена на електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 105,36 лв./MWh.

1.2. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,53 лв./MWh.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,54 лв./MWh.

1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

- За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 48,05 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	348,78	100,00%
за експлоатационните разходи	171,50	49,19%
за разходи за амортизации	100,35	28,78%
за възвръщаемост	76,81	22,03%

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА
ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С
РЕШЕНИЕ № Ц-13 ОТ 01.07.2014 г.**

I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 34:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

- За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 84,50 лв./MWh.
- 1.2. Разходи за работни заплати в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 14,93 лв./MWh.
- 1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 7,28 лв./MWh
- 1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW – 162,67 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW		
Цена, в т.ч.	388,31	100,00%
за експлоатационните разходи	264,61	68,14%
за разходи за амортизации	67,60	17,41%
за възвръщаемост	56,10	14,45%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35:

- 1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:
 - 1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1.5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 99,97 лв./MWh.
 - 1.2. Разходи за работни заплати в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1.5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 38,82 лв./MWh.
 - 1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1.5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,03 лв./MWh.
 - 1.4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1.5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 157,06 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, с комбинирано производство		
Цена, в т.ч.	451,51	100,00%
за експлоатационните разходи	300,16	66,48%
за разходи за амортизации	82,62	18,30%

за възвръщаемост	68,73	15,22%	
------------------	-------	--------	--

III. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37:

1. Експлоатационни разходи, в т. ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 104,98 лв./MWh.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 48,05 лв./MWh.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,54 лв./MWh.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,53 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	350,78	100,00%
за експлоатационните разходи	167,38	47,70%
за разходи за амортизации	100,35	28,62%
за възвръщаемост	83,05	23,68%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-19 ОТ 28.06.2013 г.

I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW и над 5 MW от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 27, т. 28 и т. 29:

1. Експлоатационни разходи, в т.ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана

мощност до 5 MW – 48,17 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 51,61 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 44,90 лв./MWh.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 6,64 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,03 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 6,20 лв./MWh.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 42,43 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 116,27 лв./MWh.

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 16,85 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 14,44 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 4,68 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 5 MW</i>		
Цена, в т.ч.	205,09	100,00%
за експлоатационните разходи	112,37	54,75%
за разходи за амортизации	50,71	24,75%
за възвръщаемост	42,01	20,50%
<i>ЕЦ до 5 MW, с комбинирано производство</i>		

Цена, в т.ч.	291,40	100,00%
за експлоатационните разходи	192,09	65,83%
за разходи за амортизации	54,33	18,69%
за възвръщаемост	44,97	15,48%
<i>ЕЦ над 5 MW</i>		
Цена, в т.ч.	138,25	100,00%
за експлоатационните разходи	51,92	37,56%
за разходи за амортизации	47,27	34,19%
за възвръщаемост	39,06	28,25%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35:

1. Експлоатационни разходи, в т.ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0.5 MW до 1.5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 99,97 лв./MWh.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0.5 MW до 1.5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,03 лв./MWh.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0.5 MW до 1.5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 157,06 лв./MWh.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност от 0.5 MW до 1.5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 42,90 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ над 0,5 MW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</i>		
Цена, в т.ч.	457,93	100,00%
за експлоатационните разходи	306,54	66,94%
за разходи за амортизации	82,62	18,04%
за възвръщаемост	68,77	15,02%

III. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32:

1. Експлоатационни разходи, в т.ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0.5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 76,61 лв./MWh.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0.5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 5,83 лв./MWh.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0.5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 130,13 лв./MWh.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 0.5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия – 62,11 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 0,5 MW за производство на електрическа и топлинна енергия</i>		
Цена, в т.ч.	459,91	100,00%
за експлоатационните разходи	273,06	59,37%
за разходи за амортизации	102,15	22,21%
за възвръщаемост	84,70	18,42%

IV. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37:

1. Експлоатационни разходи, в т.ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 104,98 лв./MWh.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 85,36 лв./MWh.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6.54 лв./MWh.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,53 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh(без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
Цена, в т.ч.	389,12	100,00%
за експлоатационните разходи	205,72	52,84%
за разходи за амортизации	100,35	25,80%
за възвръщаемост	83,05	21,36%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-018 ОТ 28.06.2012 Г.

I. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33:

1. Експлоатационни разходи, в т.ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 121,60 лв./MWh.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 41,06 лв./MWh.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,43 лв./MWh.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,53 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
Цена, в т.ч.	359,74	100,00%
за експлоатационните разходи	176,20	48,97%
за разходи за амортизации	100,35	27,90%
за възвръщаемост	83,19	23,13%

II. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници чрез електрическа централа с инсталирана мощност над 5

MW, работеща с дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25:

1. Експлоатационни разходи, в т.ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други, в размер на:

– За централи с инсталирана мощност над 5 MW с комбиниран цикъл – 48,86 лв./MWh.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,20 лв./MWh.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 4,68 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh(без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност над 5 MW		
Цена, в т.ч.	149,49	100,00%
за експлоатационните разходи	55,56	37,17%
за разходи за амортизации	51,43	34,40%
за възвръщаемост	42,50	28,43%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-18 ОТ 20.06.2011 Г.

I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци – Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16, т. 17 и т. 18:

1. Експлоатационни разходи, в т.ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 47,96 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано

производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 44,62 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 48,86 лв./MWh.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 9,10 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 11,03 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 6,20 лв./MWh.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 58,14 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 116,27 лв./MWh;

– За ЕЦ с инсталирана мощност над 5 MW разходите за суровина са равни на нула, поради факта, че електрическата централа ползва своите индустриални отпадъци.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 16,85 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 14,44 лв./MWh;

– За ЕЦ, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност над 5 MW – 4,68 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh(без ДДС)	%
ЕЦ до 5 MW		
Цена, в т.ч.	234,61	100,00%
за експлоатационните разходи	129,90	55,31%
за разходи за амортизации	50,71	21,64%
за възвръщаемост	54,01	23,05%
ЕЦ до 5 MW, с комбиниран цикъл		
Цена, в т.ч.	297,38	100,00%

за експлоатационните разходи	185,30	62,22%
за разходи за амортизации	54,33	18,32%
за възвръщаемост	57,75	19,47%
ЕЦ над 5 MW		
Цена, в т.ч.	149,45	100,00%
за експлоатационните разходи	55,53	37,16%
за разходи за амортизации	51,43	34,41%
за възвръщаемост	42,49	28,43%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22:

1. Експлоатационни разходи, в т.ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0.150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 114,05 лв./MWh.

1.2. Разходи за горива на транспорта в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0.150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,03 лв./MWh.

1.3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0.150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 158,19 лв./MWh.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:
– За ЕЦ с инсталирана мощност от 0.150 MW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 38,82 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
ЕЦ над 0,150 до 1 MW		
Цена, в т.ч.	436,40	100,00%
за експлоатационните разходи	320,37	73,41%
за разходи за амортизации	55,73	12,77%
за възвръщаемост	60,30	13,82%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ЦЕНАТА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВЪЗОБНОВЯЕМИ ИЗТОЧНИЦИ ЧРЕЗ ТЕРМИЧНА ГАЗИФИКАЦИЯ НА БИОМАСА И/ИЛИ БИОРАЗГРАДИМИ ФРАКЦИИ, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-35 ОТ 27.10.2011 г.

I. Актуализиране на цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2:

1. Експлоатационни разходи, в т.ч.:

1.1. Разходи за опазване на околна среда, материали, ремонти и други в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 132,54 лв./MWh.

1.2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

– За централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбиниран цикъл – 41,06 лв./MWh.

1.3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,43 лв./MWh.

1.4. Разходи за работни заплати в размер на:

– За ЕЦ с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,53 лв./MWh.

Цена и елементи на цената	лв./MWh (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл</i>		
Цена, в т.ч.	392,34	100,00%
за експлоатационните разходи	184,94	47,13%
за разходи за амортизации	100,35	25,58%
за възвръщаемост	107,06	27,29%

II. ПРОГНОЗНА ПАЗАРНА ЦЕНА ЗА ПЕРИОДА 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

В контекста на § 68, ал. 1 и ал. 2 от ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., за целите на определянето на премиите за електрическа енергия, произведена от ВИ с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW, КЕВР следва да изчисли прогнозна пазарна цена за електрическата енергия. Определянето ѝ за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. налага първо да бъде определена прогнозна пазарна цена за базов товар. Съгласно чл. 37а от НРЦЕЕ Комисията определя прогнозна пазарна цена за базов товар за всеки регулаторен/ценови период въз основа на анализ на форуърдните сделки за този период на националната и регионалните борси.

За определяне на средногодишна пазарна цена за базов товар е извършен анализ на дългосрочните продукти, търгувани на платформите на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ ЕАД) и цените за форуърдни продукти на румънската борса OPCOM¹ и унгарската борса HUPX² с отразени резултатите от годишните търгове за преносни

¹ <https://www.opcom.ro>

² <https://www.hupx.hu>

способности (капацитети) на границите с Румъния и Сърбия.

Поради факта, че преобладаващата част от годишните договори за покупка/продажба на електрическа енергия се сключват за период на доставка за календарна година (т.е. от 01.01. до 31.12.), към настоящия момент не са налице голям обем данни, въз основа на които да бъде изготвен обективен анализ за определяне на прогнозна пазарна цена за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.

На платформата „Търгове“ на БНЕБ ЕАД³ са проведени 6 търга с общо изтъргувано количество 2 191 024 MWh.

Дата на провеждане	Цена, лв./MWh	Период на доставка	Товар	Търгувано количество, MW	Търгувано количество, MWh
18.05.2018	74,27	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	19	161 424
11.05.2018	73,59	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
10.05.2018	73,95	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
9.5.2018	74,38	01.06.2018-14.09.2018 & 26.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	424 800
4.5.2018	72,76	01.06.2018-14.09.2018 & 25.10.2018-30.06.2019	Базов товар	50	426 000
27.4.2018	73,25	01.06.2018-30.06.2019	Базов товар	40	329 200

Видно от горната таблица, периодите на доставка леко се разминават с регулаторния/ценови период, но от данните за същите може да се направи извод относно очакваните от пазарните участници цени на пазара за периода от 01.07.2018 г. до 30.06.2019 г., а именно в диапазона около 72,00 – 75,00 лв./MWh. Те в голяма степен са предопределени от цените на фючърсните сделки на HUDEX⁴, които достигат нива от около 45 – 47 €/MWh, като за четвъртото тримесечие на 2018 г. и първото на 2019 г. превишават 50 €/MWh. След търга от 18.05.2018 г. „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД предложи отново електрическа енергия при съпоставима цена, но не успя да я реализира, което е ясен индикатор за намаленото търсене на предлагания продукт при тези ценови нива.

Постигнатите на българската борса цени отчитат нивата на фючърсните сделки на унгарската борса, която представлява най-скъпият регионален пазар, намалени с около 8 €/MWh, които включват цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 4,73 €/MWh, разходи за капацитети на сръбската граница – около 3 €/MWh и печалба.

Ръстът на цените на унгарската борса е движен от повишаването на цените на фючърсите на EEX⁵ (European Energy Exchange), които към настоящия момент бележат ръст с около 48% спрямо май 2017 г., достигайки 40 €/MWh. Основните причини за този скок са икономическият ръст в Европейския съюз, водещ до повишено търсене на електрическа енергия и оповестеното от президента на Съединените американски щати оттегляне на държавата от международното споразумение с Иран. Последното доведе до ръст в цените на фючърсите на петрола към ново най-високо ниво от ноември 2014-та

³ <http://www.ibex.bg>

⁴ <https://hudex.hu>

⁵ <http://www.eex.com>

година насам, което естествено се прехвърля и върху котировките на природния газ и електрическата енергия. Високите цени на емисиите CO₂ също влияят на цените на електрическата енергия на ЕЕХ, особено в месеците с по-високо търсене, когато производството от централи, различни от въглищните, не покрива потреблението.

Следва да се отбележи обаче, че въпреки наблюдавания ръст на цените на електрическата енергия на европейските борси, определящ фактор за нивата на регионалните цени до голяма степен са особеностите на климата в региона. Необичайните климатични условия, довели до голямо търсене през януари и февруари 2017 г. обусловили значителен ръст на цените на енергията, което доведе до сериозни загуби на доставчиците, като в Румъния част от най-големите търговци обявиха фалит. Това до голяма степен предопредели поведението на доставчиците за четвъртото тримесечие на 2017 г. и първото такова на 2018 г., за които те се презапасяваха с електрическа енергия, което доведе до скок в цените на фючърсите за доставка през 2018 г. Меката зима и съответно по-ниското потребление през първото тримесечие на 2018 г. обаче доведоха до увеличено предлагане и срив на цените на спот пазарите. В тази връзка и предвид отдалечеността във времето на периода, за който се изготвя прогнозата, не е възможно да се прогнозира с голяма точност, поради огромното влияние на климата върху цените на електрическата енергия. Например прохладно лято ще доведе до корекция надолу на цената за трето тримесечие, а оттам и на годишната, времето през зимата, което към настоящия момент е невъзможно да се прогнозира, оказва най-голямо влияние върху средната годишна цена, а дъждовна пролет, съчетана със снеготопене, обикновено води до много ниски цени през второ тримесечие, които също значително повлияват на среднопретеглената цена за годината. В тази връзка е целесъобразно при изготвянето на прогнозата за следващия ценови период да се подходи по-консервативно, като се използват долните нива на фючърските сделки.

При изготвянето на прогнозата са отчетени и следните обстоятелства, които биха могли да повлияят на пазарната цена в посока надолу:

- На пазара за следващия ценови/регулаторен период ще се предлагат допълнително около 2 000 000 MWh електрическа енергия, произведена от ВЕИ. Анализът на ценовите нива през месеците, които се характеризират с по-високи количества предлагана електрическа енергия от ВЕИ, поради изчерпване на определеното им нетно специфично производство, показва, че тогава се увеличава спредът пик-офпик, което води до леко намаление на цените за базов товар;

- Излизането на голямо количество електрическа енергия от ВЕИ на пазара ще доведе до големи излишъци в определени часове. Например, високо производство на фотоволтаични централи през следобедните часове, съчетано с невъзможност от спиране на конвенционалните централи поради нуждата на оператора от мощности за посрещане на вечерния пик или високо производство на вятърните централи през нощта, когато товарите са ниски;

- Цените за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа за следващия ценови период са увеличени с 1,00 лв./MWh, което ще окаже натиск за намаляване със същата стойност върху пазарната цена на електрическата енергия предназначена за износ;

- Възможност за износ към традиционно по-евтиния от унгарския, румънски пазар на електрическа енергия, който поради възможностите за транзит през България оказва влияние върху гръцкия и турския пазар;

- Плановите за създаване на борсов оператор и стартиране на пазар ден напред и в рамките на деня, вместо досегашния „пул“, опериран от преносния оператор IPTO S.A. в гръцката пазарна зона до края на 2018 г. Това е възможно да доведе до увеличаване на спреда пик-офпик на гръцкия пазар и да редуцира цената за офпик на българската борса,

тъй като в момента се изнася голямо количество електрическа енергия към Гърция в нощните часове поради по-високите цени.

Въз основа на извършения анализ и при отчитане на горните аргументи, прогнозната годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е определена в размер на 70,00 лв./MWh.

Съгласно чл. 37б, ал. 1 от НРЦЕЕ Комисията определя групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за предходната календарна година и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група по ал. 2 на пазара ден напред за предходната календарна година. За определяне на груповите коефициенти за съответните производители, независимия преносен оператор и операторите на електроразпределителни мрежи е обосновано да бъдат използвани предоставените с писмо с вх. № Е-13-41-18 от 05.02.2018 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) данни за периода 01.01.2017 г. – 31.12.2017 г. за почасовите графици на ЕСО ЕАД, крайните снабдители, електроразпределителните дружества, топлофикационните дружества и производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници. В тази връзка е симулирано участие на пазара ден напред за календарната 2017 година, въз основа на валидираните от независимия преносен оператор графици в Д-1 на отделните групи производители/оператори на мрежи. На базата на тази симулация са определени групови коефициенти, отразяващи отклонението между средната пазарна цена за базов товар на пазара ден напред за 2017 г. и постигнатата среднопретеглена цена от съответната група на пазара ден напред за 2017 г. Прогнозната пазарна цена за регулаторния/ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. за съответната група е определена като произведение от определената по-горе прогнозна средногодишна пазарна цена за базов товар и груповия коефициент. Резултатите от извършените симулации са, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия:

Извършена е симулация на участието на „Би Си Ай Черганово“ ЕООД (ФЕЦ Черганово), „АСМ – БГ Инвестиции“ АД (ФЕЦ Самоводене), „Хелиос проджектс“ ЕАД (ФЕЦ „Победа“), „Аква Пауър Си Еф Карад Пи Ви Парк“ ЕАД (ФЕЦ Караджалово) и „РЕС Технолджи“ АД (ФЕЦ Златарица) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	86,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Ks (p.2/p.1)	1,12832
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	Прогнозната пазарна цена за съответната група (p.3*р.4)	78,98 лв./MWh

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия:

Извършена е симулация на участието на „Еолика България“ ЕАД (ВяЕЦ Суворово), „Ей И Ес Гео Енерджи“ ООД (ВяЕЦ Свети Никола), „Калиакра Уинд Пауър“ АД (ВяЕЦ Калиакра), „Хаос Инвест – 1“ ЕАД (ВяЕЦ Вранино) и „Ветроком“ ЕООД (ВяЕЦ „Ветроком“) чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	73,74 лв./MWh
3	Групов коефициент Kw (p.2/p.1)	0,95803
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	Прогнозната пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	67,06 лв./MWh

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW:

Извършена е симулация на участието на „Българско акционерно дружество Гранитоид“ АД (чрез каскада „Рила“), „ЕНЕРГО-ПРО България“ ЕАД (чрез ВЕЦ Петрохан) и „ВЕЦ Козлодуй“ ЕАД чрез общ график, който представлява сумираните почасови стойности на индивидуалните графици на отделните производители.

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	75,84 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	0,98537
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	Прогнозната пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	68,98 лв./MWh

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса:

Извършена е симулация на участието на „Монди Стамболийски“ ЕАД

1	Средна цена за базов товар на пазара ден напред на БНЕБ ЕАД	76,97 лв./MWh
2	Постигната среднопретеглена цена	76,82 лв./MWh
3	Групов коефициент Kh (p.2/p.1)	0,99813
4	Прогнозна годишна пазарна цена за базов товар за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г.	70,00 лв./MWh
5	Прогнозната пазарна цена за съответната група (p.3*p.4)	69,87 лв./MWh

Въз основа на извършените анализи и симулации за целите на § 68, ал. 2 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г. прогнозната пазарна цена по групи производители в зависимост от първичния енергиен източник за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., е определена в размер, както следва:

1. Производители на електрическа енергия, произведена от слънчева енергия – 78,98 лв./MWh;

2. Производители на електрическа енергия, произведена от вятърна енергия – 67,06 лв./MWh;

3. Производители на електрическа енергия, произведена от водоелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW – 68,98 лв./MWh;

4. Производители на електрическа енергия, произведена от биомаса – 69,87 лв./MWh.

III. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕМИИ ПО §68, АЛ. 2 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г.

Предвид определената до влизането в сила на ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., преференциална цена, съответно актуализираната преференциална цена, за енергийни обекти с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW и определената за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. прогнозна пазарна цена за електрическа енергия, произведена от ВИ в зависимост от първичния енергиен източник, премиите са както следва:

1. Премии във връзка с определени и/или актуализирани цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:

1.1. Премия в размер на 144,11 лв./MWh при преференциална цена – 213,09 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000;

1.2. Премия в размер на 109,70 лв./MWh при преференциална цена – 178,68 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

1.3. Премия в размер на 102,20 лв./MWh при преференциална цена – 171,18 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

1.4. Премия в размер на 184,50 лв./MWh при преференциална цена – 253,48 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

1.5. Премия в размер на 43,50 лв./MWh при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

1.6. Премия в размер на 121,23 лв./MWh при преференциална цена – 188,29 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

1.7. Премия в размер на 105,89 лв./MWh при определената цена – 172,95 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

1.8. Премия в размер на 81,52 лв./MWh при преференциална цена – 148,58 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

1.9. Премия в размер на 620,13 лв./MWh при преференциална цена – 699,11 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kW;

2. Премии във връзка с определени и актуализирани цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:

2.1. Премия в размер на 153,85 лв./MWh при преференциална цена – 222,83 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ

и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.2. Премия в размер на 117,89 лв./MWh при преференциална цена – 186,87 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.3. Премия в размер на 110,06 лв./MWh при преференциална цена – 179,04 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.4. Премия в размер на 196,07 лв./MWh при преференциална цена – 265,05 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

2.5. Премия в размер на 43,12 лв./MWh при преференциална цена – 112,10 лв./MWh, без ДДС, за Микро ВЕЦ с помпи;

2.6. Премия в размер на 123,94 лв./MWh при преференциална цена – 191,00 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

2.7. Премия в размер на 106,00 лв./MWh при преференциална цена – 173,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

2.8. Премия в размер на 70,00 лв./MWh при преференциална цена – 137,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

2.9. Премия в размер на 406,62 лв./MWh при преференциална цена – 485,60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW;

2.10. Премия в размер на 164,74 лв./MWh при преференциална цена – 234,61 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW;

2.11. Премия в размер на 227,51 лв./MWh при преференциална цена – 297,38 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл;

2.12. Премия в размер на 79,58 лв./MWh при преференциална цена – 149,45 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW;

3. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР в размер на 322,47 лв./MWh при преференциална цена – 392,34 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл;

4. Премии във връзка с определени и актуализирани цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

4.1. Премия в размер на 124,37 лв./MWh при преференциална цена – 193,35 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.2. Премия в размер на 93,71 лв./MWh при преференциална цена – 162,69 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.3. Премия в размер на 87,03 лв./MWh при преференциална цена – 156,01 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.4. Премия в размер на 160,35 лв./MWh при преференциална цена – 229,33 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

4.5. Премия в размер на 29,17 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

4.6. Премия в размер на 37,37 лв./MWh при преференциална цена – 104,43 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи (ВтЕЦ), работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

4.7. Премия в размер на 158,07 лв./MWh при преференциална цена – 237,05 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.8. Премия в размер на 157,28 лв./MWh при преференциална цена – 236,26 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) с инсталирана мощност над 10 000 kW;

4.9. Премия в размер на 79,62 лв./MWh при преференциална цена – 149,49 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци;

4.10. Премия в размер на 289,87 лв./MWh при преференциална цена – 359,74 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл;

5. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР:

5.1. Премия в размер на 92,39 лв./MWh, при преференциална цена – 171,37 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.2. Премия в размер на 90,87 лв./MWh при преференциална цена – 169,85 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW.

6. Премии във връзка с определени и актуализирани цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР:

6.1. Премия в размер на 124,40 лв./MWh при преференциална цена – 193,38 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.2. Премия в размер на 173,32 лв./MWh при преференциална цена – 242,30 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

6.3. Премия в размер на 93,73 лв./MWh при преференциална цена – 162,71 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.4. Премия в размер на 87,06 лв./MWh при преференциална цена – 156,04 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.5. Премия в размер на 160,37 лв./MWh при преференциална цена – 229,35 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

6.6. Премия в размер на 29,17 лв./MWh при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

6.7. Премия в размер на 38,10 лв./MWh при преференциална цена – 105,16 лв./MWh, без ДДС, за ВТЕЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

6.8. Премия в размер на 97,31 лв./MWh при преференциална цена – 176,29 лв./MWh, без ДДС, за ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.9. Премия в размер на 81,22 лв./MWh при преференциална цена – 160,20 лв./MWh, без ДДС, за ФЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 kW;

6.10. Премия в размер на 135,22 лв./MWh при преференциална цена – 205,09 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци;

6.11. Премия в размер на 221,53 лв./MWh при преференциална цена – 291,40 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство;

6.12. Премия в размер на 68,38 лв./MWh при преференциална цена – 138,25 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци;

6.13. Премия в размер на 319,25 лв./MWh при преференциална цена – 389,12 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство;

7. Премии във връзка с определени и актуализирани цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

7.1. Премия в размер на 120,33 лв./MWh при преференциална цена – 189,31 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

7.2. Премия в размер на 167,94 лв./MWh при преференциална цена – 236,92 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

7.3. Премия в размер на 90,16 лв./MWh при определена цена – 159,14 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

7.4. Премия в размер на 83,38 лв./MWh при преференциална цена – 152,36 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

7.5. Премия в размер на 155,39 лв./MWh при преференциална цена – 224,37 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

7.6. Премия в размер на 24,71 лв./MWh при преференциална цена – 93,69 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

7.7. Премия в размер на 28,49 лв./MWh при преференциална цена – 95,55 лв./MWh, без ДДС, за ВтеЦ с инсталирана мощност над 1 MW;

7.8. Премия в размер на 16,10 лв./MWh при преференциална цена – 83,16 лв./MWh, без ДДС, за ВтеЦ, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

7.9. Премия в размер на 55,05 лв./MWh при преференциална цена – 134,03 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

7.10. Премия в размер на 52,38 лв./MWh при преференциална цена – 131,36 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

7.11. Премия в размер на 318,44 лв./MWh при преференциална цена – 388,31 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции;

7.12. Премия в размер на 280,91 лв./MWh при преференциална цена – 350,78 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство;

8. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР в размер на 278,91 лв./MWh при преференциална цена – 348,78 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство;

9. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-5 от 20.02.2015 г. на КЕВР в размер на 43,50 лв./MWh при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за електрическа енергия, произведена от съществуващи водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, по смисъла на § 3, ал. 1, т. 1 от ПЗР на Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата (отм.).

10. Премия във връзка с актуализирана цена по Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР в размер на 218,87 лв./MWh при преференциална цена – 288,74 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство.

11. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР:

11.1. Премия в размер на 81,65 лв./MWh при преференциална цена – 148,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

11.2. Премия в размер на 65,65 лв./MWh при преференциална цена – 132,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа.

12. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР в размер на 55,44 лв./MWh при преференциална цена – 122,50 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8б от Закона за енергетиката, чл. 32, ал. 1, т. 1 и чл. 32, ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 68, ал. 2 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г.

КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя, считано от 01.07.2018 г., преференциални цени, без ДДС, за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, както следва:

1. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии - 242,13 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 302 kWh/kWp.

2. Фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии - 205,99 лв./MWh, при нетно специфично производство 1 302 kWh/kWp.

II. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез директно изгаряне на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, определена с Решение № Ц-11 от 14.06.2017 г. на КЕВР - 288,74 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 218,87 лв./MWh, без ДДС.

III. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и над 500 kW до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони – Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 3 и т. 4, както следва:

1. Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW - 490,38 лв./MWh.

2. Електрически централи с инсталирана мощност от 500 kW до 1500 kW - 453,35 лв./MWh.

IV. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електроцентрали с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони - Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 5 - 403, 32 лв./MWh.

V. Актуализира преференциалната цена на електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса от дървесина, получена от дървесни остатъци, от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, в частта по т. 6 - 348,78 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 278,91 лв./MWh, без ДДС.

VI. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 1,5 MW до 5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 34 - 388,31 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 318,44 лв./MWh, без ДДС

VII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 35 - 451,51 лв./MWh.

VIII. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване, с комбиниран цикъл - Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР, в частта по т. 37 - 350,78 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 280,91 лв./MWh, без ДДС.

IX. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW и над 5 MW от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 27, т. 28 и т. 29, както следва:

1. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 205,09 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 135,22 лв./MWh, без ДДС.

2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност до 5 MW –

291,40 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 221,53 лв./MWh, без ДДС.

3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW - 138,25 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 68,38 лв./MWh, без ДДС.

X. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 35 - 457,93 лв./MWh.

XI. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 32 - 459,91 лв./MWh.

XII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство - Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР, в частта по т. 37 - 389,12 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 319,25 лв./MWh, без ДДС.

XIII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбинирано производство – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 33 - 359,74 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 289,87 лв./MWh, без ДДС.

XIV. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници чрез електрическа централа с инсталирана мощност над 5 MW, работеща с дървесни остатъци, биомаса получена от прочистване на гори, горско подрязване и др. дървесни отпадъци – Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР, в частта по т. 25 - 149,49 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 79,62 лв./MWh, без ДДС.

XV. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци - Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 16, т. 17 и т. 18, както следва:

1. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 234,61 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 164,74 лв./MWh, без ДДС.

2. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW - 297,38 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 227,51 лв./MWh, без ДДС.

3. Електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран производство) с инсталирана мощност над 5 MW - 149,45 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 79,58 лв./MWh, без ДДС.

XVI. Актуализира преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали, с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции - Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 22 - 436,40 лв./MWh.

XVII. Актуализира цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници за електроцентрали, с инсталирана мощност до 5 MW чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции, с комбиниран цикъл – Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 2 - 392,34 лв./MWh и определя премия за тази цена в размер на: 322,47 лв./MWh, без ДДС.

XVIII. Определя премии за периода 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г., както следва:

1. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР:

1.1. Премия в размер на 144,11 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 213,09 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000;

1.2. Премия в размер на 109,70 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 178,68 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

1.3. Премия в размер на 102,20 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 171,18 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

1.4. Премия в размер на 184,50 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 253,48 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

1.5. Премия в размер на 43,50 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

1.6. Премия в размер на 121,23 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 188,29 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

1.7. Премия в размер на 105,89 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 172,95 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

1.8. Премия в размер на 81,52 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 148,58 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

1.9. Премия в размер на 620,13 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 699,11 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kW;

2. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР:

2.1. Премия в размер на 153,85 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 222,83 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.2. Премия в размер на 117,89 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 186,87 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.3. Премия в размер на 110,06 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 179,04 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

2.4. Премия в размер на 196,07 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 265,05 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

2.5. Премия в размер на 43,12 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 112,10 лв./MWh, без ДДС, за Микро ВЕЦ с помпи;

2.6. Премия в размер на 123,94 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 191,00 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

2.7. Премия в размер на 106,00 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 173,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа;

2.8. Премия в размер на 70,00 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 137,06 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

2.9. Премия в размер на 406,62 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 485,60 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 200 kW;

3. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-018 от 28.06.2012 г. на КЕВР:

3.1. Премия в размер на 124,37 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 193,35 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

3.2. Премия в размер на 93,71 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 162,69 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

3.3. Премия в размер на 87,03 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 156,01 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

3.4. Премия в размер на 160,35 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 229,33 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

3.5. Премия в размер на 29,17 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

3.6. Премия в размер на 37,37 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 104,43 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

3.7. Премия в размер на 158,07 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 237,05 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

3.8. Премия в размер на 157,28 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 236,26 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

4. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-28 от 29.08.2012 г. на КЕВР:

4.1. Премия в размер на 92,39 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 171,37 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

4.2. Премия в размер на 90,87 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 169,85 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW.

5. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на КЕВР:

5.1. Премия в размер на 124,40 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 193,38 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.2. Премия в размер на 173,32 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 242,30 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

5.3. Премия в размер на 93,73 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 162,71 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.4. Премия в размер на 87,06 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 156,04 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.5. Премия в размер на 160,37 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 229,35 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

5.6. Премия в размер на 29,17 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 98,15 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

5.7. Премия в размер на 38,10 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 105,16 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

5.8. Премия в размер на 97,31 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 176,29 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

5.9. Премия в размер на 81,22 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 160,20 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

6. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на КЕВР:

6.1. Премия в размер на 120,33 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 189,31 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.2. Премия в размер на 167,94 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 236,92 лв./MWh, без ДДС, за нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 kW до 10 000 kW;

6.3. Премия в размер на 90,16 лв./MWh, без ДДС, при определена цена – 159,14 лв./MWh, без ДДС, за среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.4. Премия в размер на 83,38 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 152,36 лв./MWh, без ДДС, за високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.5. Премия в размер на 155,39 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 224,37 лв./MWh, без ДДС, за тунелни деривации с горен годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 kW;

6.6. Премия в размер на 24,71 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 93,69 лв./MWh, без ДДС, за микро ВЕЦ с помпи;

6.7. Премия в размер на 28,49 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 95,55 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW;

6.8. Премия в размер на 16,10 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 83,16 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор;

6.9. Премия в размер на 55,05 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 134,03 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 200 kW до 10 000 kW;

6.10. Премия в размер на 52,38 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 131,36 лв./MWh, без ДДС, за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност над 10 000 kW;

7. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-5 от 20.02.2015 г. на КЕВР: в размер на 43,50 лв./MWh, без ДДС при преференциална цена – 112,48 лв./MWh, без ДДС, за електрическа енергия, произведена от съществуващи водоелектрически централи с инсталирана мощност до 10 MW, по смисъла на § 3, ал. 1, т. 1 от ПЗР на Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата (отм.).

8. Премии във връзка с определени цени по Решение № Ц-29 от 16.11.2017 г. на КЕВР:

8.1. Премия в размер на 81,65 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 148,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи до 2 250 часа;

8.2. Премия в размер на 65,65 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 132,71 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи, работещи над 2 250 часа.

9. Премия във връзка с определена цена по Решение № Ц-30 от 29.11.2017 г. на КЕВР в размер на 55,44 лв./MWh, без ДДС, при преференциална цена – 122,50 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

Решението подлежи на обжалване пред Административен съд София - град в 14 (четиринадесет) дневен срок.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА