

МОТИВИ

към решение № Ц – 13 от 01.07.2014 г. на ДКЕВР

Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, на закрито заседание, проведено на 11.06.2014 г., след като разгледа Доклад с вх. № Е-Дк 250/11.06.2014г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и проведено на 16.06.2014 г. обществено обсъждане и след обсъждане на постъпилите предложения и възражения в Доклад вх. № Е-ДК-304/01.07.2014 г., установи следното:

В изпълнение на т. 2.5. от Заповед № 3-Е-150/15.05.2014 г. е създадена работна група, която да извърши проучване на данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени за продажба на електрическа енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници, с изключение на енергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW. В резултат на извършения анализ се установи следното:

Съгласно чл. 32, ал. 1, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР, Комисията) ежегодно до 30 юни определя преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници (ВИ), 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 за целия срок на договорите за изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници. От друга страна, разпоредбата препраща към съответната наредба по чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката, а именно Наредба № 1 от 18 март 2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, обнародвана в ДВ. бр. 33 от 05.04.2013 г. (Наредба № 1), която регламентира условията и редът за образуване на преференциалните цени. В съответствие с изискванията на Наредба № 1, цените се изчисляват на основата на икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, като с изключение на цените на електрическа енергия, произведена от биомаса, в размера на експлоатационните разходи се включва и прогнозен процент инфлация за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия.

Съгласно изискванията на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, ДКЕВР ежегодно до 30 юни, актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, отразяващ изменението на стойността на разходите за суровини за производство на енергия, разходите за горива за транспорта и разходите за труд и работна заплата.

В изпълнение на разпоредбата на чл. 13, ал. 1 от Закон за енергията от възобновяемите енергийни източници, на 27 декември 2013 г. в Европейската комисия е бил изпратен изготвеният от министъра на икономиката и енергетиката втори национален доклад за напредъка в насърчаването и използването на енергията от възобновяеми източници, който отчита изпълнението на „Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници“ (НПДЕВИ) за периода 2011-2012 г. Данните в доклада показват, че през 2012 г. е постигнат дял на енергията от възобновяеми източници в брутно крайно потребление на енергия в страната от 16.4 %. Съгласно чл. 12, ал. 1 от ЗЕВИ и НПДЕВИ задължителната национална цел на България до 2020 г. е постигането на дял от 16 %, с оглед на което в доклада е отчетено нейното изпълнение и е налице условието за прилагане разпоредбата на чл. 18, ал. 2 от ЗЕВИ, която гласи: „Насърченията по ал. 1, т. 5, 6 и 7, редът

за присъединяване по раздел II, както и чл. 31 и 32 не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, които се заявяват за присъединяване след датата на доклада на министъра на икономиката и енергетиката по чл. 13, ал. 1, в който е отчетено, че общата национална цел по чл. 12, ал. 1 е постигната“.

При отчитане на горните обстоятелства и на основание чл. 18, ал. 2 от ЗЕВИ, за обектите за производство на електрическа енергия от ВИ, заявени за присъединяване след 27 декември 2013г., не следва да се прилага задължението за изкупуване на произведената електрическа енергия по преференциални цени въз основа на дългосрочни договори и редът за присъединяване по раздел II от Глава четвърта на ЗЕВИ. Присъединяването на тези обекти следва да се извършва при условията и реда, регламентирани в чл. 116, ал. 7 от Закон за енергетиката, към който препраща чл. 1, ал. 2 от ЗЕВИ. В тази връзка, след посочената дата редът за присъединяване по чл. 22 от ЗЕВИ е неприложим, поради което, след 27 декември 2013 г. не следва да се предвиждат и одобряват електрически мощности, които могат да бъдат предоставяни за присъединяване към преносната и разпределителните електрически мрежи на обекти за производство на електрическа енергия от ВИ по райони на присъединяване и нива на напрежение.

С оглед необходимостта от определяне на преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от ВИ, е нужно да бъде получена информация относно обектите за производство на електрическа енергия от ВИ, заявени за присъединяване преди доклада на министъра на икономиката и енергетиката. В тази връзка и на основание чл. 22 от ЗЕВИ са изпратени писма с изх. № Е-13-41-57/23.05.2014 г. и изх. № Е-13-41-57/03.06.2014 г. до „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД със следното съдържание:

С писмо с изх. № Е-13-41-57/ 23.05.2014 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД е поискана информация за предвижданите за едногодишен период електрически мощности, които могат да бъдат предоставяни за присъединяване към преносната и разпределителните електрически мрежи на обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, по райони на присъединяване и нива на напрежение. Поискана е и информация за броя и мощностите по действащите предварителни и окончателни договори за присъединяване на енергийни обекти на възобновяеми източници към електроразпределителната и електропреносната мрежа, извън тези по чл. 24 от ЗЕВИ за регулаторния ценови период 01. 07. 2014 г. – 30. 06. 2015 г.

С писмо с вх. № Е-13-41-57/ 28.05.2014 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД е получена следната информация:

1. Приложено е писмо от заместник-министъра на икономиката и енергетиката на Република България с изх. № Е- 91-00-23/ 27.01.2014 г., с което „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД е уведомен, че във връзка с констатациите на втория национален доклад по смисъла на чл. 13, ал. 1 от ЗЕВИ, през 2012 г. е постигнат дял на енергията от възобновяеми източници в брутното крайно потребление на енергия в страната в размер на 16.4 %. В тази връзка и в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 1 от ЗЕВИ и НПДЕВИ, задължителната национална цел на България до 2020 г. за постигането на дял от 16 % е изпълнена, с оглед на което е налице условието за прилагане разпоредбата на чл. 18, ал. 2 от ЗЕВИ. В писмото се посочва, че горните обстоятелства обуславят отпадане на изискването за предвиждане и одобряване на електрически мощности по реда на чл. 22 от ЗЕВИ, заявени за присъединяване след 27.12.2013 г. като за тях не следва да се прилага реда по раздел II от Глава четвърта на ЗЕВИ.

2. В табличен вид като Приложение 1 е предоставена обобщена информация за предвидените електрически мощности, за които има сключени предварителни и окончателни договори. В таблицата, обаче, не е направено уточнение какъв е периода, през който се очаква да бъдат въведени в експлоатация съответните производители, които имат сключени предварителни и окончателни договори.

С оглед на това, с писмо с изх. № Е-13-41-57/03.06.2014 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД е поискана подробна информация за сключените предварителни и

окончателни договори за присъединяване до 27 декември 2013 г., преди изпращане в Европейската комисия на втория национален доклад, изготвен от министъра на икономиката и енергетиката на Република България.

В отговора на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД с вх.№ Е-13-41-57/06.06.2014 г. се съдържа информацията относно обектите за производство на електрическа енергия от ВИ, заявени за присъединяване преди 27 декември 2013 г., които имат сключени предварителни и окончателни договори и по отношение, на които се прилага режима на насърченията по ал. 1, т. 5, 6 и 7 и редът за присъединяване по Глава четвърта, раздел II на ЗЕВИ по аргумент на противното основание, на основание чл. 18, ал. 2 от ЗЕВИ.

С писмо на ДКЕВР с изх. № Е-03-17-49/12.06.2014 г. като заинтересовани лица бяха поканени **Министерство на икономиката и енергетиката, Комисия по енергетика към Народното събрание, Омбудсман на Република България, „НЕК“ ЕАД, „ЕСО“ ЕАД, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „ЕВН България Електроразпределение“ АД, „Енерго Про Продажби“ АД, „ЕРП-Златни пясъци“ АД, „Калиакра Уинд Пауър“ АД, НСНЕ Екоенергия, Българско акционерно дружество „Гранитоид“ АД, Съюз на производителите на екологична енергия-БГ, Българо-японска асоциация за вятърна и фотоволтаична енергия, Българска асоциация за вятърна енергия, Асоциация на производителите на екологична енергия, „Сентрал Хидроелектрик Дьо Булгари“ ЕООД, Институт за публично-частно партньорство, „Биогаз Север Бг“ ООД, „Бул Еко Енергия“ ООД, Българска хидроенергийна асоциация, ПВБ Пауър България АД, Българска ветроенергийна асоциация, Българска соларна асоциация, Българска фотоволтаична асоциация, Обединен съюз за зелена енергия, Алианс за устойчиво развитие, Комисия за защита на потребителите и Гражданско движение „ДНЕС“.**

По време на проведеното обществено обсъждане на 16.06.2014 г. присъстваха следните лица: г-жа Александра Димитрова - началник на отдел „Енергийни пазари“ в МИЕ, г-н Огнян Нечев – ръководител на направление „Регулация“ в „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, г-жа Красимира Машева – гл. юрисконсулт в „Енерго Про Продажби“ АД, г-н Владимир Игнатов – финансов директор на Българско акционерно дружество „Гранитоид“ АД, г-жа Андриана Начева – адвокат на „ПВБ Пауър България“ АД, г-н Кенет Лefковиц – Българска ветроенергийна асоциация, г-жа Малинка Николова – Българска соларна асоциация, г-н Антон Желев – Българска соларна асоциация, г-жа Меглена Русенова – председател УС на Българска фотоволтаична асоциация, г-н Наско Стоянов – управител на Обединен съюз за зелена енергия, г-н Николай Генов – представител на „Карлово Биомас“ ЕООД, инж. Огнян Винаров – Граждански контрол, г-н Андрей Божков – Балканика Енерджи, г-н Петьо Щъркелов – адвокат на "Солар Парк Тракия" ЕООД, доц. Минчо Христов – Технически университет, г-н Макарий Новев – Федерация на потребителите.

Комисия по енергетика към Народното събрание, Омбудсман на Република България, „НЕК“ ЕАД, „ЕСО“ ЕАД, „ЕВН България Електроразпределение“ АД, „ЕРП-Златни пясъци“ АД, „Калиакра Уинд Пауър“ АД, НСНЕ Екоенергия, Съюз на производителите на екологична енергия-БГ, Българо-японска асоциация за вятърна и фотоволтаична енергия, Българска асоциация за вятърна енергия, Асоциация на производителите на екологична енергия, „Сентрал Хидроелектрик Дьо Булгари“ ЕООД, Институт за публично-частно партньорство, „Биогаз Север Бг“ ООД, „Бул Еко Енергия“ ООД, Българска хидроенергийна асоциация, Алианс за устойчиво развитие, Комисия за защита на потребителите и Гражданско движение „ДНЕС“ не изпращат свои представители.

След проведеното на 16.06.2014 г. обществено обсъждане на доклад за определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници в установения 14-дневен срок пред ДКЕВР са постъпили следните писмени предложения и възражения:

Българска соларна асоциация

С писмо с вх. № Е-04-00-143 от 30.06.2014 г. Българска соларна асоциация (БСА) е представила становище, относно доклад за утвърждаване на цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници (ВИ). В становището се посочва, че цените в доклада отразяват само стойността на основното оборудване, като не са съобразени следните фактори:

- административни разходи и такси, както и такива свързани с присъединяване на енергийния обект, които се събират от всяко електроразпределително дружество (ЕРП), като с най-голяма тежест е таксата за присъединяване за района, обслужван от „ЕВН България“. Отбелязано е, че освен посочените, се събират и такси за уреди за телеуправление, които са вменени и в общите условия за достъп, одобрени от ДКЕВР. В становището се посочва също, че инвеститорите заплащат изграждането на всички свои присъединителни съоръжения, които в зависимост от инсталираната мощност варират от 750 – 12 000 лв. за централи до 30 kWp, а за централи до 200 kWp разходите са от 16 000 до 110 000 лв. Също така, фотоволтаичните модули са обложени и с продуктова такса от 1,87 евро/кг, което според асоциацията не е отразено в доклада. БСА посочва, че всички тези разходи увеличават посочените в доклада средно с 0,4 до 1,20 лв./ kWp за централи до 30 и до 200 kWp, които са инсталирани на покриви, фасади и земя.

- защитни мита в размер на 11,8 %, в сила от 04.06.2013 г., наложени от Европейската комисия във връзка със защита на европейските производители на соларни клетки и модули. Посочва се, че те могат да нарастнат с още 47,6 % след 07.08.2013 г., в случай че Европейската комисия не постигне споразумение с Китай. Това според БСА добавя 8 % към инвестиционните разходи за централи до 30 kWp и до 200 kWp.

Българска соларна асоциация обръща внимание и на централите до 5 kWp, като посочва, че те се изграждат от физически лица, от сгради етажна собственост и други нерегистрирани по ЗДДС лица, чиито разходи за изграждане на инсталациите е оскъпен с размера на ДДС в страната, а именно 20 %.

- БСА посочва, че така определената норма на възвращаемост в размер на 7 % поставя в неравностойно положение българските инвеститори във фотоволтаични инсталации, като тя не покрива дори алтернативата на капиталовложението, като депозит в банка.

Българска соларна асоциация представя информация за най-необходимите експлоатационни разходи, които са нужни за работата на централите до 5, 30 и 200 kWp., в следните варианти:

1 вариант: Когато собственика на централа самостоятелно отговаря за експлоатацията и нейната поддръжка, както и за воденето на счетоводството на дружеството, като управителят е самоосигуряващо се лице, което не получава заплата и няма нает персонал. БСА е представила изчисления за разходите, от които е видно, че при този вариант общата сума, която според асоциацията е абсолютно минимална е в размер на 3 736,40 лв. на годишна база, или разпределено по централи експлоатационните разходи са:

- 5 kWp – 639,40 лв./MWh;
- 30 kWp – 103,79 лв./MWh;
- 100 kWp – 31,14 лв./MWh;
- 200 kWp – 15,57 лв./MWh;

2 вариант: Управителят работи в друго населено място, за поддръжка на централата има назначен работник на 2 часа за 12 месеца или на 4 часа за 6 месеца, като се заплаща и на фирма за счетоводството и техническата поддръжка. При този вариант общата сума, която според асоциацията е абсолютно минимална е в размер на 7 619,60 лв. на годишна база, или разпределено по централи експлоатационните разходи са:

- 5 kWp – 1270 лв./MWh;
- 30 kWp – 211,66 лв./MWh;
- 100 kWp – 63,50 лв./MWh;

- 200 kWp – 31,75 лв./MWh;

В становището се посочва, че в тази обща сума не са включени следните разходи: застраховка на централата, разходи за командировки, за възнаграждения на собственика и разходи за аварии, повреди и подмяна на електронно оборудване. Също така не е включена и таксата за достъп от 20 %, разходи за балансиране и тежестта от ограниченото електропроизводство.

Българска соларна асоциация предлага да бъде извършен по-сериозен анализ от посоченият в доклада и Комисията да се позове на реални данни, съобразени с нормативната база. БСА настоява Комисията да не се съобрази с доклада и да обърне внимание на посочените от асоциацията факти, като приеме решение, в което малките централи да не са оцетени и изкупните цени да бъдат справедливи, като предоставят възможност за развитие на малки ФЕЦ.

Асоциацията предлага Комисията да вземе предвид и наличието на следящи системи, които работят по 1800-2200 часа годишно и да определи различни часове за тяхната работа.

С писмо с вх. № Е-04-00-141 от 27.06.2014 г. Българска соларна асоциация (БСА) е представила становище, относно доклад за утвърждаване на цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници (ВИ). В становището се посочва, че цените в доклада отразяват само стойността на основното оборудване, като не са съобразени минималните разходи за изграждане на:

Минимални доставки на фотоволтаични модули в Европейския съюз с включване на продуктова такса от 1,95 лв/кг;

Стойността на инверторите;

Кабелните системи;

Носещите конструкции;

Табла за комуникации и мониторинг на фотоволтаичната система;

Заземителни системи и мълниеотводни защиты;

Разходи за присъединяване;

Изработка на огради и осветление на енергийните обекти;

Разходи за проектиране и контрол.

Ви Ейч Ем Кепитъл Кънсълтинг ЕООД

С писмо с вх. № Е-12-00-1308/30.06.2014 г. дружеството е представило становище по обявеното предложение за цени на електрическата енергия, произведена от ВИ и по конкретно за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции. Дружеството посочва, като неточност приетите 7 000 часа годишно за работа на електроцентралите, след като същите работят минимум 8 000 часа, а практиката в Западна Европа за работа на тези централи е 8 300 часа годишно. Това според дружеството ще създаде възможности за юридически и финансови проблеми между инвеститорите и електроразпределителните предприятия. В становището се посочва, че преференциалната цена, която е предложена от ДКЕВР е равна на цената определена за същата технология през миналата година. Според дружеството, ако цената се запази, няма да бъдат взети под внимание настъпилите промени, а именно инфлация и увеличен системен риск, изразен чрез намаляване на кредитния рейтинг на България, като фирмата желае да бъдат направени съответните корекции.

Българска ветроенергийна асоциация (БГВЕА)

С писмо с вх. № Е-04-00-142/30.06.2014 г. БГВЕА изразява становище, относно доклад и проект на решение на ДКЕВР във връзка с определяне на преференциални цени на електрическа енергия за периода 01.07.2014 – 30.06.2015 г. Българска ветроенергийна асоциация счита, че предложените от Комисията изкупни цени за електрическа енергия, произведена от вятърни електрически централи (ВТЕЦ) са необосновано ниски, тъй като не отразяват действителните инвестиционни и експлоатационни разходи, както и специфичните условия на българския пазар. В подкрепа на горното твърдение, БГВЕА посочва следните фактори:

1. По отношение на **инвестиционните разходи**, асоциацията посочва, че те следва да отразяват всички разходи по строителството на вятърния парк, в т.ч. цена на вятърните турбини, фундаменти, кранови площадки, служебни пътища, ел. присъединяване, както и разходи за развитие на проекта до фаза строителство, включително административни разходи и такси и други непланирани. От становището е видно, че съгласно извършен от БГВЕА анализ, заложените от Комисията стойности на инвестиционните разходи не отразяват актуалните условия на българския пазар, като практическият опит и реални ценови оферти на техни членове показват, че разходите за оборудване, строителни и електроинсталационни работи са значително по-високи в България.

В табличен вид, БГВЕА е представила инвестиционни разходи на база на актуални оферти за вятърни турбини, както и оценка на разходите за допълнителни строителни работи, като детайлно са разгледани разходите за три модела турбини. Посочва се, че инвестиционните разходи варират от 2299,9 лв. до 2908,4 лв. на кВт инсталирана мощност. Асоциацията заявява, че при проявен интерес от ДКЕВР, инвеститора е готов да предостави реалните оферти за вятърни турбини, както и количествено-стойностните сметки за строителните работи. Във връзка с изложеното, БГВЕА счита, че минимално постижимите инвестиционни разходи са в размер на 2 299,9 лв./кВт.

2. Българска ветроенергийна асоциация посочва, че **нормата на възвращаемост** на капитала се влияе от риска, който е характерен за държавата и специфичния риск за отрасъла. Според асоциацията са налице множество обстоятелства, които влияят негативно на отрасъла и респективно водят до завишаване на този риск, което следва да се отрази при определяне на преференциалните цени на електрическата енергия. В допълнение, асоциацията отбелязва, че Върховен административен съд е отменил Решение Ц-018 на ДКЕВР в частта му, отнасяща се за ВТЕЦ. Според БГВЕА съдът е констатирал, че нормата на възвращаемост е определена от ДКЕВР по непрозрачен начин и в противоречие със законовите разпоредби, тъй като поради липсата на обосновка и аргументи тя е била намалена от 9 % на 7 %. Асоциацията заявява, че в доклада, ДКЕВР е заложила норма на възвращаемост в размер на 7 % без обосновка и аргументация, като не са посочени стойностите на параметрите, които са взети предвид при изчисленията (стойности за безрискова премия, пазарна рискова премия, целева стойност на привлечения капитал). Според БГВЕА нормата на възвращаемост трябва да бъде в размер най-малко 9 %.

3. Българска ветроенергийна асоциация обръща внимание за допуснати неточности и разминавания в доклада, като се посочва, че стойностите на **експлоатационните разходи** на стр. 8 от доклада се разминават от тези посочени в таблицата на стр. 8-9. Според БГВЕА експлоатационните разходи не отразяват коректно пазарната ситуация в страната, като съгласно опитът на техните членове тези разходи варират от 38,81 лв./МВтч. до 43,55 лв./МВтч. Представена е подробна справка за експлоатационните разходи на ветроенергийни паркове в България, които се управляват от членове на БГВЕА. Българска ветроенергийна асоциация счита, че минимално постижимите експлоатационните разходи, които следва да се вземат предвид при определянето на преференциалните цени за електрическа енергия, произведена от ВТЕЦ са в размер на 38,81 лв./МВтч.

4. БГВЕА посочва, че определената от ДКЕВР средногодишна продължителност на работа е от 2250 до 2500 часа за различните категории, като не са отчетени честите

ограничения на ВтЕЦ. Това според асоциацията намалява средногодишната продължителност на работа на вятърните електроцентрали и съответно води до по-малко приходи от реализирана продажба на електрическа енергия. Според БГВЕА така предложените от работната група преференциални цени не отчитат предложението на Комисията, съгласно Решение № ЕЕ-1/27.05.2014 г. по отношение на количеството електрическа енергия от вятърни и фотоволтаични централи, което да се закупува по преференциални цени, да бъде само 50 % от средногодишната продължителност на работа за съответния производител.

5. В допълнение на горепосоченото, БГВЕА обръща внимание, че при определянето на преференциалните цени за електрическа енергия от вятърни електроцентрали, работната група не е взела предвид разходите за балансиране, 20 % такса върху приходите от реализирана продукция, както и окончателната цена за достъп до мрежата за ВтЕЦ. Асоциацията посочва, че е подала заявление за достъп до информация до ДКЕВР, относно посоченият в доклада източник на информация „BGWEA“, използван при определянето на преференциалните цени. БГВЕА предлага комисията да коригира стойностите на предложените от работната група ценообразуващи фактори, като отчете направените предложения и възражения.

„Карлово Биомас“ ЕООД

С писмо към вх. № Е-12-00-7 от 20.06.2014 г. дружеството е представило допълнителна информация, относно подадено заявление за утвърждаване на цена за електрическа енергия, от която е видно следното:

„Карлово Биомас“ ЕООД е в процес на изграждане на електрическа централа чрез термична газификация на биомаса – слама. Целият проект е с обща инсталирана мощност 5 MW, като е разделен на два етапа:

- I етап – 2 MW – в процес на изграждане, със срок на завършване и въвеждане в експлоатация до 31.12.2014 г.

- II етап – 3 MW.

Според дружеството, при тази технология на изгаряне чрез термична газификация на биомаса-слама се отделя като отпадък около 10 % пепел, което е десет пъти повече в сравнение с инсталациите за изгаряне на дървесни отпадъци. Това обуславя необходимостта от по-често почистване на инсталациите с цел запазване на нейната изправност и ефективност. Разполагаемостта на централата се изчислява като от годишните работни часове 8 760 се извадят престои. Дружеството е представило в табличен вид изчислената средна стойност на разполагаемостта на централата в размер на 5 866 работни часа годишно. Дружеството е планирало 2 018 часа годишно за дейностите по ремонт и поддръжка на инсталацията. Посочва се, че аварийните престои са резултат от повреди или неочаквани изключения, както и от повреди на машини и оборудване, качество и химичен състав на биомасата, включително доставка на горивото и аварии в електроразпределителната мрежа (ЕРМ). Това води до намаляване на работните часове на годишна база. „Карлово Биомас“ ЕООД посочва, че в един проект аварията на машини и оборудване се изчисляват като процент от общия брой работни часове, който е в границите между 5 и 7 %, а за аварията по ЕРМ – от 1 до 2 %. Според дружеството житната слама е трудно гориво за инсталациите за газификация на биомаса, поради химичния състав на горивото. В тази връзка е представен анализ на биомаса по отношение на химичния състав, от който дружеството заключава, че тази биомаса е трудна за газифициране, което води до повече аварийни престои в сравнение с други инсталации. Дружеството е използвало за изчисленията **10 % за аварийни престои**, което е съобразено с прогнозираните увеличени аварийни престои за почистване на вътрешните части на оборудването.

От представената информация е видно, че „Карлово Биомас“ ЕООД е сключило договор за експлоатация и поддръжка, съгласно който фиксираната сума за експлоатация е

в размер на 6 700 евро/месец, а променливата сума е 20 евро/MWh. Дружеството е извършило изчисления, според които процентът на разходите за ремонт възлиза на 2,78 % от инвестиционните разходи, а **за целите на проекта са приети 2 %**.

Дружеството заявява, че съгласно спецификация на инсталацията по компоненти и инсталирани мощности, общата инсталирана мощност на консуматорите на електрическа енергия е 454,5 kW. След извършени изчисления електрическата енергия за собствени нужди (СН) възлиза на 11,36 %.

От представената информация е видно, че при направено от дружеството проучване на пазара на слама, същата се търгува на средни цени от 60 лв./т. Но тъй като изгарянето на суровината в инсталацията изисква предварителна подготовка до определени параметри, разходите за тази работна операция варират от 37 лв./т. до 42 лв./т. На базата на направените проучвания, дружеството е сключило договор за доставка на биомаса за нуждите на електроцентралата, като е договорено средно количество по 1 500 т. биомаса за 1 месец. Съгласно подписания договор, „Карлово Биомас“ ЕООД трябва да заплаща доставяната суровина за производство на електрическа енергия в размер на 97,80 лв./т. биомаса, без ДДС. Цената за доставка и транспорт е договорена в размер на 0,09 лв./т. без ДДС, като същата се заплаща отделно от стойността на биомасата. Дружеството заявява, че **за целите на проекта цената за доставка на биомаса е приета в размер на 50 евро/т. или 97,7915 лв./т.**

„Карлово Биомас“ ЕООД заявява, че за обезпечаване на работата на централата за производство на електрическа енергия са необходими около 10 000 тона слама от житни култури. Посочва се, че средните добиви за страната са около 300 кг. слама на декар и тя трябва да отговаря на определени параметри. Според дружеството оптималното тегло на балите е между 400-600 кг./бр., което е пряко свързано с транспортните разходи и необходимите площи за съхранение. „Карлово Биомас“ посочва, че в района на централата няма достатъчно слама, както и невъзможността да се задължат всички производители да продават своята продукция на фирмата, с която дружеството е сключило договор за доставка на слама, обуславя разширяването на периметъра на доставка към област Стара Загора. Според дружеството стопанства с размери на площите, по-малки от 500 ха зърнено-житни култури са нерентабилни и не могат да осигурят необходимите количества и ритмичност на доставките. Поради тази причина, основни доставчици на дружеството са няколко от най-големите зърнопроизводители в тази област. „Карлово Биомас“ ЕООД заявява, че над 70 % от произведените количества бали се доставят от райони отдалечени на повече от 200 км. от склада в с. Строево, община Марица. Съгласно приложена транспортна схема средното разстояние е 212 км на курс в двете посоки, като **за целите на проекта е прието средно разстояние 200 км на курс в двете посоки.**

Като са взети предвид всички гореописани обстоятелства, дружеството е изчислило ценообразуващите елементи за определяне на цената на електрическата енергия, произведена от централи с инсталирана мощност до 5 MW, чрез термична газификация на биомаса-слама, както следва:

- инвестиционни разходи – 11 159 лв./кВт.
- експлоатационни разходи – 122,62 лв./МВтч.
- разходи за суровини за производство на енергия – 76,41 лв./МВтч.
- разходи за горива на транспорта – 14,06 лв./МВтч.
- разходи за работна заплата – 19,42 лв./МВтч.
- средно годишна продължителност на работа на централата – 6 000 часа
- полезен живот на активите – 20 години
- среднопретеглена норма на възвращаемост – 7 %.

Българска фотоволтаична асоциация (БФА)

С писмо с вх. № Е-04-00-141/27.06.2014 г. е постъпило становище от БФА, относно доклад и проект за определяне на преференциални цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници. Асоциацията счита, че докладът и проектът на Решение, както и проведеното обществено обсъждане на проекта на Решение са в нарушение на административно процедурните правила, съгласно Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (Наредба № 1) и Закона за енергетиката (ЗЕ), в частта относно обществено обсъждане на ценови решения. Във връзка с това асоциацията излага подробно текстове от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) и Наредба № 1, относно процедурните правила за провеждане на открити и закрити заседания на Комисията и обществено обсъждане във връзка с приемане на докладите и решенията за утвърждаване на цени. БФА заявява, че с предложението проект на Решение е предопределена волята на административния орган от одобряването на проект на решение, който отразява констатации в доклад, който според асоциацията не е приет по предвидения ред. Според БФА насроченото и проведено обществено обсъждане на 16.06.2014 г. е по доклад и проект на решение, които не са одобрени на закрито заседание и без да е обявено открито заседание, на което да бъде дадена възможност на заинтересованите страни да представят становища. Това, според асоциацията е съществено нарушение при приемането на индивидуални административни актове, съгласно чл. 146 от АПК и съответно е самостоятелно основание за последваща отмяна на Акта, като порочен, издаден в нарушение на процедурата по одобряването му. Посочва се, че в тази връзка са нарушени и норми от Закона за енергетиката, Устройствения правилник на ДКЕВР, както и АПК, който се прилага субсидиарно в процедурата, за случаите неуредени от Закона за енергетиката.

В становището на Българска фотоволтаична асоциация се посочва, че ако при определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, бъдат взети предвид предвижданите мощности за присъединяване за регулаторния период 01.07.2014 – 30.06.2015 г., ДКЕВР ще наруши принципите за определяне на тези цени, заложи в ЗЕВИ (чл. 32, ал. 1). Според БФА това нарушение е съществено и опорочава валидността на административния акт, като е самостоятелно основание за отмяната му – нарушение на материалния закон (чл. 146 от АПК).

Българска фотоволтаична асоциация заявява, че при одобрение на предложените с проекта на Решение цени, с така приетите разходи за амортизации и норма на възвращаемост, то крайният Акт – Решението ще бъде незаконосъобразно, поради неспазване на формата на акта, съществени нарушения на административнопроизводствените правила, противоречие с материалноправните разпоредби и несъответствие с целта на закона. Асоциацията счита, че предложеното намаление на преференциалните цени на електрическа енергия, произведена от ФТЕЦ е необосновано, като се основава на необективни критерии, непрозрачни ценообразуващи елементи, неточни и неправилни финансови показатели. Също така според БФА, преференциалните цени не отразяват действителните и експлоатационни разходи, и не са взети предвид действителните амортизационни разходи на енергийните съоръжения, както и актуалните регулации (наложено антидъмпингово мито от ЕК, продуктова такса и др.). От становището е видно още, че не се съдържа достоверна прогноза за предвижданата инфлация, и са пренебрегнати специфичните условия на българския пазар.

В становището се посочва, че от проекта на Решение и доклада на работната група не става ясно, по какъв начин са определени нормата на възвращаемост на капитала и разходите за амортизации, което води до непрозрачно определяне на цените. БФА заявява, че при определянето на цените не е отчетен процентът на ограничаване на производството, който се налага по разпореждания от ЕСО ЕАД, при условията на чл. 73 от ЗЕ, без да има доказателства за наличието на нормативно изискуемите предпоставки за налагане на ограничения.

В становището на БФА се посочва, че не са взети предвид въведената такса върху количеството произведена електрическа енергия от ФТЕЦ, в размер на 20 %, ограниченията за количество изкупена енергия по преференциални цени – до размера на определената средногодишна продължителност на работа, разходи, свързани с цена за достъп до електропреносната мрежа, както и прогнозни разходи за балансираща енергия.

Българска фотоволтаична асоциация заявява, че в проекта на решение, определените от ДКЕВР преференциални цени за електрическа енергия, произведена от ФТЕЦ са формирани в нарушение с изискванията на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ и чл. 21 от Наредба № 1, както и на разпоредбата на чл. 31 от ЗЕ. Според БФА, в противоречие с чл. 21 от Наредба № 1, при определянето на цените не е отчетено и влиянието на законоустановения 20 годишен срок за задължително изкупуване на електрическа енергия, произведена от ФТЕЦ. Посочва се, че в проекта на Решение, цените са изчислявани при полезен живот на актива 20 години, без да е взето предвид обстоятелството, че 20 години е полезният живот само на част от компонентите на тези централи (фотоволтаични панели), а другите елементи (инвертори, БКТП) имат полезен живот 5 години.

БФА посочва, че не са взети предвид и лихвения процент за банков кредит за България – EURIBOR + 6 %, по данни на ОББ. Асоциацията заявява, че предвид тренда на прогнозните нива на EURIBOR за следващите 10 г., лихвения процент по кредитите ще надхвърля 8 %. Посочва се, че нормата на възвращаемост е определена в противоречие с чл. 31 от ЗЕ и липсва обосновка за полезния живот на активите за видовете възобновяеми източници и различни технологии.

БФА счита, че нормата на възвращаемост на капитала (НВ) не е икономически обоснована, не е средно претеглена на база параметрите, посочени в проекта на решение и не отразява посочените модели за изчисление. Асоциацията счита, че средно-претеглената норма на възвращаемост се получава в размер между 6,44 и 8,16 %. БФА заявява, че при така определената НВ, инвеститорите освен, че няма да получат никаква доходност от своя дял във финансирането, на практика ще загубят и вложените средства. Според асоциацията, определената стойност на възвращаемостта на капитала е необосновано ниска и не кореспондира с реалните пазарни и ценови условия, като е нарушен принципа на прозрачност при механизма за изчисляване на преференциалните цени, тъй като не са посочени всички ценообразуващи елементи, които формират НВ.

Преференциалните цени на електрическа енергия са формирани при нарушаване на нормативните изисквания и на изискванията за създаване на условия за стимулиране и развитие на технологиите за производство на електрическа енергия от ВИ, както и за насърчаване и разширяване на производството на енергия от такива източници.

По отношение на правната рамка на режима на „преференциални цени на електрическа енергия от ВИ“, асоциацията е изложила подробно текстове от Директива 2009/28/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 г. за насърчаване използването на енергия от ВИ, както и текстове от ЗЕВИ, относно „схеми за подпомагане“.

Българска фотоволтаична асоциация заявява, че с определените в проекта на решение преференциални цени на електрическа енергия, произведена от ВИ, не се постигат целите заложи в ЗЕВИ, а се стимулира производството на енергия от конвенционални електрически централи, видно от проекта на решение в сектор „Електроенергетика“. Според БФА се нарушава Закона за енергетиката, Закона за енергия от възобновяеми източници, Наредба № 1 и общностното право в областта на ангажиментите на всяка държава-членка за насърчаване на производството на енергия от ВИ. Посочва се, че приемането на това решение ще постави в риск от прилагане за определен период от време административен акт, отмяната впоследствие, на който ще създаде права на добросъвестни заинтересовани страни да водят осъдителни иски срещу държавата.

„Риал Стейтс“ ЕООД

С писмо с вх. № Е-13-146-8 от 27.06.2014 г., дружеството е представило становище, относно доклад и проект за определяне на преференциални цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници. Изложените в становището на „Риал Стейтс“ ЕООД текстове са едни и същи с гореописаните на Българска фотоволтаична асоциация, поради което не е необходимо тяхното повторно описание.

След извършен допълнителен анализ и проучване на факторите, които оказват влияние върху нивото на преференциалните цени за продажба на електрическа енергия от възобновяеми източници, във връзка с направените на общественото обсъждане възражения и с постъпилите писмени такива, Комисията направи следните изводи, по отношение на начина на изчисляване на преференциалните цени и по отношение на постъпилите в законоустановения 14-дневен срок възражения, свързани с описаните по-горе конкретни ценообразуващи елементи:

Общи принципи при определянето на преференциалните цени

Основните фактори, използвани за определяне на нивото на цените на електрическата енергия, произведена от ВИ 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 възвращаемостта. Преференциалните цени отразяват вида на възобновяемия източник, видовете технологии, 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 Fraunhofer - ISE(November 2013) 2011, 2012–Photovoltaic power plants, Wind energy power plants, Biogas power plants; IRENA Syngas(Synthetic gas) power plants, Biogas power plants, Europe energy portal1; The photovoltaic Market in Germany – Module,Price trends March 2013, February 2013, January 2013 – 11.04.2013; Fraunhofer, cost system prices2 –, April 2013; Solar Photovoltaic Plant – operating and maintenance; Energy Information Administration, 2014 Annual Energy outlook (eia - Energy Information Administration); Renewable energy technologies – cost analysis series; BGWEA както и други източници на информация, посочени в настоящия доклад.

Преференциалните цени за производство на електрическа енергия от ВИ не отчитат конкретни стойности на индивидуален инвестиционен проект, а осреднени такива на основата на официални източници и международния опит, коригирани със специфичните за България обстоятелства. 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, като при изчисляването на настоящата стойност за дисконтов фактор е използвана определената от ДКЕВР норма на възвращаемост на капитала преди данъчно облагане. За конкретизиране на капиталовите разходи свързани с ветровите електрически централи е взето в предвид разходи за турбини от 660 \$/kW търговска марка „China“, същите представляващи 65 % от общите разходи - IRENA cost analysis systems. Отражение в инвестиционните разходи на фотоволтаичните централи намират отстъпките в мащаба на „ЕРС(Engineering, Procurement and Construction) -контракторите“, както и намалените възнаграждения на българските фирми, монтажните и крепителни елементи, включително и други материали с български произход.

Ценообразуващи елементи

1. Инвестиционни разходи.

Размерът на инвестиционните разходи за всички видове ВИ отразява всички инвестиционни разходи за машини, оборудване и съоръжения, трансформатори, специфични инвестиционни разходи, в зависимост от технологията, включващи електрически, топлинни и хидравлични инсталации, 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 инвестиционните разходи за 2013 г. и прогнозни разходи за 2014 г. за изграждане на нови електроцентрали, използващи възобновяеми източници.

Комисията приема възраженията по отношение на размера на инвестиционните разходи за фотоволтаичните централи с инсталирана електрическа мощност до 5 кВт, над 5 кВтп до 30 кВтп и над 30 кВтп до 200 кВтп, изградени върху покриви покривни и фасадни конструкции.

Комисията приема частично възраженията по отношение на размера на инвестиционните разходи за фотоволтаичните централи с инсталирана електрическа мощност над 200 кВтп до 1 000 кВтп, изградени върху покриви покривни и фасадни конструкции, до 30 кВтп, над 30 кВтп до 200 кВтп, над 200 кВтп до 10 000 кВтп и над 10 000 кВтп.

Комисията не приема за основателни възраженията по отношение на размера на инвестиционните разходи за вятърни електрически централи, като същите са определени на база очакваните ценови нива, отразяващи развитието на технологиите и съответните капиталови разходи.

2. Инфлация.

За корекция на експлоатационните разходи, необходими за производство на електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия при образуването на цените за производители е приложена прогнозна инфлация от 2 %. Приетата прогнозната инфлация е обоснована от макроикономическите прогнози, заложили в Актуализираната средносрочна бюджетна прогноза за периода 2014-2016 г., приета с Решение № 19 от 16.01.2014 г на МС на РБ. Прогнозната средна хармонизирана инфлация заложили в Актуализираната средносрочна бюджетна прогноза за периода 2014-2016 г. е 1.8%, за 2014 г., след което слабо да се ускори до 2.1-2.2% в периода 2015-2016 г.

3. Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала.

Икономически обосновано е при определянето на преференциалните цени за задължително изкупуване на електрическа енергия от ВИ да бъде определена еднаква целева стойност на нормата на възвръщаемост на капитала, при еднаква целева капиталова структура на собствения и привлечен капитал. Използването на този регулаторен подход е свързано с прилагането на принципите, приложими при изпълнение на регулаторните правомощия от ДКЕВР в чл. 23, ал. 1 от Закона за енергетиката. При реалното прилагане на определените преференциални цени всеки инвеститор има възможност да постигне различна доходност в зависимост от индивидуалното управление на инвестиционния проект.

Резултатите от анализа за определяне на нормата на възвръщаемост на капитала, преди данъчно облагане показват, че нивото на нормата на възвръщаемост от 7 % следва да се запази при запазване и на структурата на капитала 30/70 (собствен/привлечен), с оглед

осигуряване на стабилност на инвестиционния процес за централи, с по-дълъг период на изграждане и при отчитане нивата на лихвения процент за оценка степента на конвергенция и на лихвените проценти по нов бизнес по кредити за сектори нефинансови предприятия и домакинства по период на първоначално фиксиране на лихвения процент.

Възражението относно нормата на възвръщаемост не се приема. Нормата на възвръщаемост на капитала, преди данъчно облагане в размер на 7% е определена при прилагането на регулаторен подход в съответствие с принципите, приложими при изпълнение на регулаторните правомощия от ДКЕВР в чл. 23, ал. 1 от Закона за енергетика, както и:

- след оценка на инвестиционния риск при производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, която подлежи на задължително изкупуване от обществения доставчик или крайните снабдители;

- чрез прилагане на подхода за оценка на капиталовите активи при запазена структура от 30% собствен капитал и 70% привлечен капитал.

При определяне на целевата стойност на нормата на възвръщаемост на капитала следва да се имат предвид и данните за нормата на възвръщаемост на дружествата от други сектори, например в сектор „Топлоенергетика“ посочени в Решение № Ц-11 от 30.06.2014 г., които показват, че средно за дружествата нормата на възвръщаемост е 5,24 %.

За двете групи производители на електрическа енергия от сектор „Топлоенергетика“ и сектор „Възобновяеми източници“ са предвидени еднакви условия по отношение на задължителното изкупуване на електрическата енергия по преференциални цени. С оглед осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия не следва да има съществени различия по отношение на размера на нормата за възвръщаемост, като се отчете и обстоятелството, че при групата на „Възобновяемите източници“ става въпрос за изграждане на нови обекти.

Освен това са отчетени и изискванията на чл. 23, т. 4 от Закона за енергетика (принципът за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и потребителите), макроикономическата среда и специфичните условия на регулиране на дружествата.

Извършеният анализ на всички параметри използвани при прилагания метод за оценка на капиталовите активи за определяне на нормата на възвръщаемост на капитала, преди данъчно облагане и отчитайки всички свързани по отношение определяне на нормата на възвръщаемост фактори като цяло в отрасъла показва, че нивото на нормата на възвръщаемост от 7%, следва да се запази.

4. Средногодишна продължителност на работа на централите.

При определяне на годишната производителност на работа на централите са използвани средно статистически данни за България, направени и анализирани от Агенцията за устойчиво енергийно развитие, във връзка с издаване на гаранциите за произход на електрическата енергия от възобновяеми източници се използват от доставчика на електрическа енергия за доказване дела на енергия от възобновяеми източници в общия му енергиен състав, както и данни за пълните ефективни часове направени от института Fraunhofer – ISE.

Комисията приема частично възражението относно средногодишната продължителност на работа за централите с инсталирана мощност до 5 МВт, произвеждащи електрическа енергия чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци и същата е в размер на 6 500 часа.

Комисията не приема възражението продължителността на работа на вятърните електроцентрали да бъде намалена в съответствие с очаквани ограничения от Електроенергийния системен оператор в тяхното производство, тъй като въвеждането на ограниченията са свързани с поддържането на сигурната и безопасна работа на

електроенергийната система на страната в реално време и всеки производител на електрическа енергия следва да ги спазва.

Комисията не приема възражението да се увеличи средногодишната продължителност на работа за централите с инсталирана мощност над 500 кВт до 1,5 МВт, произвеждащи електрическа енергия чрез термична газификация на биомаса, работещи чрез индиректно използване на биомаса от земеделски отпадъци и остатъци.

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, административни разходи и др., които са осреднени за периода на изчислената анюитетна цена.

Комисията не приема възражението по отношение на експлоатационните разходи за вятърните електроцентрали, които са определени като процент от общите инвестиционни разходи и не са налице предпоставки за тяхното изменение.

Комисията не приема възражението по отношение на експлоатационните разходи за фотоволтаичните централи електроцентрали, които са определени като процент от общите инвестиционни разходи и не са налице предпоставки за тяхното изменение.

Комисията приема частично възраженията по отношение на експлоатационните разходи за централите, произвеждащи електрическа енергия чрез термична газификация на биомаса с инсталирана мощност до 5 МВт, получена от земеделски отпадъци и остатъци в съответствие с разходи свързани с опазване на околната среда за отпадъка (пепел) при газификацията на основното гориво – слама.

Комисията приема частично възраженията по отношение на разходите за горива за транспорт за централите, произвеждащи електрическа енергия чрез термична газификация на биомаса с инсталирана мощност до 5 МВт, получена от земеделски отпадъци и остатъци в съответствие с увеличаване на разстоянието за превоз на земеделските отпадъци и остатъци.

Комисията приема частично възраженията по отношение на разходите за биомаса за централите, произвеждащи електрическа енергия чрез термична газификация на биомаса с инсталирана мощност до 5 МВт, получена от земеделски отпадъци и остатъци.

Комисията приема възраженията по отношение на относителния дял на технологичните разходи на електрическа енергия за собствени нужди на централите, произвеждащи електрическа енергия чрез термична газификация на биомаса с инсталирана мощност до 5 МВт, получена от земеделски отпадъци и остатъци.

6. Възражения във връзка с процедурата.

Комисията не приема за основателни възраженията на Българска фотоволтаична асоциация (БФА) и „Риал Стейтс“ ЕООД по отношение на твърдението за нарушаване на административното производство по издаване и приемане на решение за утвърждаване на преференциални цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници. Според БФА приложимата процедура регламентирана в чл. 45, чл. 46, чл. 50 и чл. 51 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия. Съгласно цитираните разпоредби след приемането на доклада изготвен от работната група се провежда открито заседание, приема се проекта на решение и се провежда обществено обсъждане. Комисията не приема тези възражения, защото това не е приложимата процедура при издаване на общ, а на индивидуален административен акт от ДКЕВР. В тази връзка, когато Комисията не е сезирана със заявление за утвърждаване и/или изменение на утвърдените цени, не следва да се прилага процедурата, описана в горепосочените членове, а е приложим редът, регламентиран в чл. 14 от Закон за енергетиката на основание чл. 1 ал. 2 от Закон за енергията от възобновяеми източници и чл. 46, ал. 1 т. 1 от Устройствен

правилник на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация.

ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНИ ЦЕНИ ЗА ИЗКУПУВАНЕ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ ОТ ВЪЗОБНОВЯЕМИ ИЗТОЧНИЦИ

I. А. Определяне на цената на електрическата енергия произведена от водноелектрически централи (ВЕЦ).

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

- Инвестиционни разходи на кВт в размер на:
 - За микро ВЕЦ с инсталирана мощност до 200 кВт – 7 276 лв.;
 - За нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад до 30 метра) и с инсталирана мощност от 200 кВт до 10 000 кВт – 7 276 лв.;
 - За нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 кВт до 10 000 кВт – 8 606 лв.;
 - За среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад от 30 до 100 метра) и с инсталирана мощност от 200 кВт до 10 000 кВт – 5 965 лв.;
 - За високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад над 100 метра) и с инсталирана мощност от 200 кВт до 10 000 кВт – 5 672 лв.;
 - За тунелни деривации с горен годишен изравнител – 8 801 лв.
- Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:
 - За микро ВЕЦ с инсталирана мощност до 200 кВт – 25.88лв./МВтч;
 - За нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад до 30 метра) и с инсталирана мощност от 200 кВт до 10 000 кВт – 24.88 лв./МВтч;
 - За нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 кВт до 10 000 кВт – 30.81 лв./МВтч;
 - За среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад от 30 до 100 метра) и с инсталирана мощност от 200 кВт до 10 000 кВт – 24.88 лв./МВтч;
 - За високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад над 100 метра) и с инсталирана мощност от 200 кВт до 10 000 кВт – 24.73лв./МВтч;
 - За тунелни деривации с горен годишен изравнител – 24.70лв./МВтч.
- Полезен живот на активите – 25 години;
- Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;
- Средно годишната продължителност на работа на нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 кВт до 10

000 кВт е 3 800 часа. Средно годишната продължителност на работа на останалите ВЕЦ е 4 000 часа;

- Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7 %;

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
Микро ВЕЦ с инсталирана мощност до 200 кВт		
Цена, в т.ч.	193.19	100.00%
за експлоатационните разходи	22.21	11.49%
за разходи за амортизации	75.01	38.83%
за възвръщаемост	95.97	49.68%
Нисконапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност от 200 кВт до 10 000 кВт		
Цена, в т.ч.	189.31	100.00%
за експлоатационните разходи	21.78	11.51%
за разходи за амортизации	73.49	38.82%
за възвръщаемост	94.03	49.67%
Нисконапорни руслови ВЕЦ, с пад до 15 метра, без деривационен канал и с инсталирана мощност от 200 кВт до 10 000 кВт		
Цена, в т.ч.	236.92	100.00%
за експлоатационните разходи	26.22	11.07%
за разходи за амортизации	92.43	39.01%
за възвръщаемост	118.26	49.92%
Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност от 200 кВт до 10 000 кВт		
Цена, в т.ч.	159.14	100.00%
за експлоатационните разходи	21.75	13.67%
за разходи за амортизации	60.26	37.86%
за възвръщаемост	77.13	48.47%
Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност от 200 кВт до 10 000 кВт		
Цена, в т.ч.	152.36	100.00%
за експлоатационните разходи	21.72	14.26%
за разходи за амортизации	57.29	37.60%
за възвръщаемост	73.35	48.14%
Тунелни деривации с горен годишен изравнител		
Цена, в т.ч.	224.37	100.00%
за експлоатационните разходи	21.75	9.70%
за разходи за амортизации	88.90	39.62%
за възвръщаемост	113.71	50.68%

Б. Определяне на цената на електрическата енергия произведена от микро водноелектрически централи (МВЕЦ) с помпи.

Полезен живот на активите и разходи за амортизации

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

1. Инвестиционни разходи на кВт в размер на 2 054 лв.;
2. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на 18,88 лв./МВтч;
3. Полезен живот на активите – 25 години;
4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;
5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 2 500 часа;
6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост – 7 %.

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от Микро ВЕЦ с помпи:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>		
Цена, в т.ч.	93.69	100.00%
за експлоатационните разходи	16.42	17.52%
за разходи за амортизации	33.87	36.16%
за възвръщаемост	43.40	46.32%

II. А. Определяне на цената на електрическата енергия произведена от вятърни електрически централи (ВтЕЦ).

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

1. Инвестиционни разходи на кВт в размер на:
 - ВтЕЦ с инсталирана мощност до 30 кВт – 1 995 лв.;
 - ВтЕЦ с инсталирана мощност до 200 кВт – 1 858 лв.;
 - ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 МВт – 1 662 лв.;
 - ВтЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт – 1 526 лв.;
2. Експлоатационни разходи (в т.ч. разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:
 - За ВтЕЦ с инсталирана мощност до 30 кВт – 27.93 лв./МВтч;
 - За ВтЕЦ с инсталирана мощност до 200 кВт – 26.01 лв./МВтч;
 - За ВтЕЦ с инсталирана мощност до 1 МВт – 23.21 лв./МВтч;

- За ВтеЦ с инсталирана мощност над 1 МВт – 18.45 лв./МВтч;
- 3. Полезен живот на активите – 15 години;
- 4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;
- 5. Средно годишната продължителност на работа:
 - ВтеЦ с инсталирана мощност до 30 кВт – 2 250 часа;
 - ВтеЦ с инсталирана мощност до 200 кВт – 2 250 часа;
 - ВтеЦ с инсталирана мощност до 1 МВт – 2 250 часа;
 - ВтеЦ с инсталирана мощност над 1 МВт – 2 500 часа;
- 6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7 %.

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от вятърни електроцентрали:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>ВтеЦ с инсталирана мощност до 30 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	137.98	100.00%
за експлоатационните разходи	26.46	19.18%
за разходи за амортизации	63.58	46.08%
за възвръщаемост	47.94	34.74%
<i>ВтеЦ с инсталирана мощност до 200 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	128.51	100.00%
за експлоатационните разходи	24.64	19.18%
за разходи за амортизации	59.22	46.08%
за възвръщаемост	44.65	34.74%
<i>ВтеЦ с инсталирана мощност до 1 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	116.98	100.00%
за експлоатационните разходи	21.59	18.45%
за разходи за амортизации	60.74	51.92%
за възвръщаемост	34.66	29.63%
<i>ВтеЦ с инсталирана мощност над 1 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	95.55	100.00%
за експлоатационните разходи	16.77	17.56%
за разходи за амортизации	50.16	52.50%
за възвръщаемост	28.62	29.95%

Б. Определяне на цената на електрическата енергия произведена от вятърни електроцентрали, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор (ВтеЦ).

Полезен живот на активите и разходи за амортизации

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия произведена от вятърни електрически централи, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор са следните:

1. Инвестиционни разходи на кВт е в размер на 743 лв.;
2. Експлоатационни разходи (в т.ч. разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на 21.02 лв./МВтч;
3. Полезен живот на активите – 12 години;
4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2 %;
5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 600 часа;
6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост – 7 %.

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от вятърни електроцентрали, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>ВтЕЦ с инсталирана мощност, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>		
Цена, в т.ч.	83.16	100.00%
за експлоатационните разходи	21.01	25.26%
за разходи за амортизации	43.01	51.72%
за възвръщаемост	19.14	23.02%

III. Определяне на цената на електрическата енергия произведена от фотоволтаични електрически централи (ФТЕЦ).

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

1. Инвестиционни разходи на кВт в размер на:
 - За покривни и фасадни ФТЕЦ с инсталирана мощност до 5 кВтп – 2 640 лв.;
 - За покривни и фасадни ФТЕЦ с инсталирана мощност над 5 кВтп до 30 кВтп – 2 543 лв.;
 - За покривни и фасадни ФТЕЦ с инсталирана мощност над 30 кВтп до 200 кВтп – 2 112 лв.;
 - За покривни и фасадни ФТЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтп до 1 000 кВтп – 1 799 лв.;
 - За ФТЕЦ с инсталирана мощност до 30 кВтп – 1 858 лв.;
 - За ФТЕЦ с инсталирана мощност над 30 кВтп до 200 кВтп – 1 760 лв.;
 - За ФТЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтп до 10 000 кВтп – 1 662 лв.;
 - За ФТЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВтп – 1 604 лв.

2. Эксплоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:
- За покривни и фасадни ФТЕЦ с инсталирана мощност до 5 кВтп – 23.90 лв./МВтч;
 - За покривни и фасадни ФТЕЦ с инсталирана мощност над 5 кВтп до 30 кВтп – 23.01 лв./МВтч;
 - За покривни и фасадни ФТЕЦ с инсталирана мощност над 30 кВтп до 200 кВтп – 18.90 лв./МВтч;
 - За покривни и фасадни ФТЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтп до 1 000 кВтп – 17.03 лв./МВтч;
 - За ФТЕЦ с инсталирана мощност до 30 кВтп – 21.03 лв./МВтч;
 - За ФТЕЦ с инсталирана мощност над 30 кВтп до 200 кВтп – 19.38 лв./МВтч;
 - За ФТЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВтп до 10 000 кВтп – 16.93 лв./МВтч;
 - За ФТЕЦ с инсталирана мощност над 10 000 кВтп – 18.15 лв./МВтч;
3. Полезен живот на активите – 20 години;
4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;
5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 400 часа;
6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост – 7 %.

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от фотоволтаични централи:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>ФТЕЦ с инсталирана мощност до 5 кВтп, монтирани на покриви и фасади</i>		
Цена, в т.ч.	211.81	100.00%
за експлоатационните разходи	21.15	9.98%
за разходи за амортизации	104.78	49.47%
за възвръщаемост	85.88	40.55%
<i>ФТЕЦ с инсталирана мощност над 5 до 30 кВтп, монтирани на покриви и фасади</i>		
Цена, в т.ч.	203.97	100.00%
за експлоатационните разходи	20.37	9.99%
за разходи за амортизации	100.90	49.47%
за възвръщаемост	82.70	40.55%
<i>ФТЕЦ с инсталирана мощност над 30 до 200 кВтп, монтирани на покриви и фасади</i>		
Цена, в т.ч.	169.12	100.00%
за експлоатационните разходи	16.59	9.81%
за разходи за амортизации	83.83	49.57%
за възвръщаемост	68.70	40.62%
<i>ФТЕЦ с инсталирана мощност над 200 до 1 000 кВтп, монтирани на</i>		

<i>покриви и фасади</i>		
Цена, в т.ч.	144.68	100.00%
за експлоатационните разходи	14.75	10.19%
за разходи за амортизации	71.41	49.35%
за възвръщаемост	58.53	40.45%
<i>ФтЕЦ с инсталирана мощност до 30 кВтп</i>		
Цена, в т.ч.	152.19	100.00%
за експлоатационните разходи	17.99	11.82%
за разходи за амортизации	73.74	48.45%
за възвръщаемост	60.46	39.73%
<i>ФтЕЦ с инсталирана мощност над 30 до 200 кВтп</i>		
Цена, в т.ч.	143.35	100.00%
за експлоатационните разходи	16.22	11.32%
за разходи за амортизации	69.85	48.73%
за възвръщаемост	57.27	39.95%
<i>ФтЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВтп</i>		
Цена, в т.ч.	134.03	100.00%
за експлоатационните разходи	13.98	10.43%
за разходи за амортизации	65.97	49.22%
за възвръщаемост	54.08	40.35%
<i>ФтЕЦ над 10 000 кВтп</i>		
Цена, в т.ч.	131.36	100.00%
за експлоатационните разходи	15.53	11.82%
за разходи за амортизации	63.65	48.45%
за възвръщаемост	52.19	39.73%

IV. Определяне на цената на електрическата енергия, произведена чрез индиректното използване на енергията от битови отпадъци.

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия произведена от електрически централи, работещи чрез индиректното използване на енергията от битови отпадъци са следните:

1. Инвестиционни разходи на кВт в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност до 150 кВт – 5 750 лв;
 - За централи с инсталирана мощност от 150 кВт до 500 кВт – 5 359 лв.;
 - За централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 5 МВт – 5 007 лв.
2. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност до 150 кВт – 109.69лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност от 150 кВт до 500 кВт – 107.02лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 5 МВт – 106.26лв./МВтч.
3. Ползнен живот на активите – 20 години;

4. Средно годишната продължителност на работа на централата е 4 500 часа;
5. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7 %;

При формиране на цената не са включени разходи за суровини за производство на енергия и разходите за горива за транспорта, защото този тип технологии не предизвикват разходи от такъв характер.

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност до 150 кВт		
Цена, в т.ч.	225.27	100.00%
за експлоатационните разходи	102.12	45.33%
за разходи за амортизации	67.25	29.86%
за възвръщаемост	55.90	24.81%
централи с инсталирана мощност от 150 до 500 кВт		
Цена, в т.ч.	213.90	100.00%
за експлоатационните разходи	99.09	46.33%
за разходи за амортизации	62.68	29.30%
за възвръщаемост	52.13	24.37%
централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 5 МВт		
Цена, в т.ч.	206.32	100.00%
за експлоатационните разходи	99.00	47.99%
за разходи за амортизации	58.56	28.38%
за възвръщаемост	48.76	23.63%

V. Определяне на цената на електрическата енергия произведена чрез индиректно използване на енергията от битови водоканални отпадъци.

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия произведена от електрически централи, работещи чрез индиректното използване на енергията от битови водоканални отпадъци са следните:

1. Инвестиционни разходи на кВт в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност до 150 кВт – 7 315 лв.;
 - За централи с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 МВт – 6 239 лв.;
 - За централи с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт – 4 948 лв.
2. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност до 150 кВт – 34.75 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 МВт – 29.02 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт – 29.21 лв./МВтч.
3. Полезен живот на активите – 20 години;
4. Средно годишната продължителност на работа на централата е 7 500 часа;

5. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7 %.

При формиране на цената не са включени разходи за суровини за производство на енергия и разходите за горива за транспорта, защото този тип технологии не предизвикват разходи от такъв характер.

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена чрез индиректното използване на енергията от битови водоканални отпадъци:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
централи с инсталирана мощност до 150 кВт		
Цена, в т.ч.	125.94	100.00%
за експлоатационните разходи	30.35	24.10%
за разходи за амортизации	52.44	41.64%
за възвръщаемост	43.15	34.26%
централи с инсталирана мощност над 150 до 1 МВт		
Цена, в т.ч.	105.15	100.00%
за експлоатационните разходи	25.34	24.10%
за разходи за амортизации	43.78	41.64%
за възвръщаемост	36.03	34.26%
централи с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт		
Цена, в т.ч.	89.16	100.00%
за експлоатационните разходи	25.80	28.94%
за разходи за амортизации	34.73	38.95%
за възвръщаемост	28.63	32.11%

VI. Определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци.

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия, произведена от електрически централи на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци са следните:

1. Инвестиционни разходи на кВт в размер на:

- За централи с инсталирана мощност до 5 МВт – 5 476 лв.;
- За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6 845 лв.;
- За централи с инсталирана мощност над 5 МВт – 5 105 лв.;

2. Експлоатационни разходи (в т.ч. разходи за опазване на околна среда, материали и др. експлоатационни разходи, свързани с производствения процес) в размер на:

- За централи с инсталирана мощност до 5 МВт – 48.17 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 60.21 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт – 44.90 лв./МВтч.
3. Разходи за горива за транспорт в размер на:
- За централи с инсталирана мощност до 5 МВт – 6.64 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6.20 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт – 6.20 лв./МВтч.
4. Разходи за работни заплати в размер на:
- За централи с инсталирана мощност до 5 МВт – 16.85 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 16.85 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт – 4.68 лв./МВтч.
5. Разходи за горива суровини за производство на енергия в размер на:
- За централи с инсталирана мощност до 5 МВт – 90.62 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 84.58 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт – 84.58 лв./МВтч.
6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7 %;
7. Полезен живот на активите – 20 години;
8. Средно годишната продължителност на работа на централата е 6 000 часа;

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от директно изгаряне на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци са:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	250.82	100.00%
за експлоатационните разходи	158.11	63.04%
за разходи за амортизации	50.71	20.21%
за възвръщаемост	42.00	16.75%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	278.48	100.00%
за експлоатационните разходи	162.63	58.40%
за разходи за амортизации	63.38	22.76%

за възвръщаемост	52.47	18.84%
централи с инсталирана мощност над 5 МВт		
Цена, в т.ч.	222.80	100.00%
за експлоатационните разходи	136.47	61.26%
за разходи за амортизации	47.27	21.21%
за възвръщаемост	39.06	17.53%

VII. Определяне на преференциалната на цената на електрическата енергия произведена от директно изгаряне на биомаса, получена от отпадъци от земеделски и енергийни култури.

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия произведена от електрически централи чрез директно изгаряне на биомаса, получена от земеделски и енергийни култури са следните:

1. Инвестиционни разходи на кВт в размер на:
 - За централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 3 716 лв.;
 - За централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 3 716 лв.
2. Експлоатационни разходи (в т. ч. разходи за опазване на околна среда, материали и др. експлоатационни разходи, свързани с производствения процес) в размер на:
 - За централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 23.82 лв./МВтч;
 - За централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 27.00 лв./МВтч.
3. Разходи за работни заплати в размер на:
 - За централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 15.55 лв./МВтч;
 - За централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 15.55 лв./МВтч.
4. Разходи за горива за транспорт в размер на:
 - За централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 3.61 лв./МВтч;
 - За централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 3.32 лв./МВтч.
5. Разходи за горива суровини за производство на енергия в размер на:
 - За централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 78.53 лв./МВтч;
 - За централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 63.14 лв./МВтч.
6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7 %;
7. Ползнен живот на активите – 20 години;
8. Средно годишната продължителност на работа на централата е 6 500 часа;

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от отпадъци от земеделски и енергийни култури:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	176.96	100.00%
за експлоатационните разходи	118.90	67.19%
за разходи за амортизации	31.76	17.95%
за възвръщаемост	26.30	14.86%
<i>централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	164.48	100.00%
за експлоатационните разходи	106.40	64.69%
за разходи за амортизации	31.76	19.31%
за възвръщаемост	26.32	16.00%

VIII. Определяне на преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции.

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия произведена от електрически централи на биомаса от растителни и животински субстанции са следните:

1. Инвестиционни разходи на кВт в размер на:

- За централи с инсталирана мощност до 500 кВт – 13 300 лв.;
- За централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 1.5 МВт – 9 779 лв.;
- За централи с инсталирана мощност над 1.5 МВт до 5 МВт – 8 801 лв.;
- За централи с инсталирана мощност от над 500 кВт до 1.5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 10 757 лв.

2. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:

- За централи с инсталирана мощност до 500 кВт – 76.61 лв./МВтч;
- За централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 1.5 МВт – 93.89 лв./МВтч
- За централи с инсталирана мощност над 1.5 МВт до 5 МВт – 84.50 лв./МВтч
- За централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 1.5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 99.97 лв./МВтч

3. Разходи за работни заплати в размер на:

- За централи с инсталирана мощност до 500 кВт – 62.11 лв./МВтч;
- За централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 1.5 МВт – 38.82 лв./МВтч;
- За централи с инсталирана мощност над 1.5 МВт до 5 МВт – 14.93 лв./МВтч;
- За централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 1.5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 38.82 лв./МВтч.

4. Разходи за горива на транспорта в размер на:

- За централи с инсталирана мощност до 500 кВт – 5.83 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 1.5 МВт – 7.28 лв./МВтч ;
 - За централи с инсталирана мощност над 1.5 МВт до 5 МВт – 7.28 лв./МВтч.
 - За централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 1.5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7.03 лв./МВтч.
5. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
- За централи с инсталирана мощност до 500 кВт – 130.13 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 1.5 МВт – 162.67 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 1.5 МВт до 5 МВт – 162.67 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 1.5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 157.06 лв./МВтч.
6. Средно годишната продължителност на работа на централата е 7 000 часа
7. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7 %.

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена от биомаса от растителни и животински субстанции:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 500 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	453.12	100.00%
за експлоатационните разходи	266.29	58.77%
за разходи за амортизации	102.15	22.54%
за възвръщаемост	84.68	18.69%
<i>централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 1,5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	434.13	100.00%
за експлоатационните разходи	296.48	68.30%
за разходи за амортизации	75.11	17.30%
за възвръщаемост	62.54	14.40%
<i>централи с инсталирана мощност над 1,5 МВт до 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	387.53	100.00%
за експлоатационните разходи	263.82	68.08%
за разходи за амортизации	67.60	17.44%
за възвръщаемост	56.11	14.48%
<i>централи с инсталирана мощност над 500 кВт до 1,5 МВт, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	447.43	100.00%
за експлоатационните разходи	296.09	66.17%
за разходи за амортизации	82.61	18.47%
за възвръщаемост	68.73	15.36%

IX. Определяне на цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от почистване на гори и горско подрязване.

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници чрез термична

газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци и отпадъци, от прочистване на гори и горско подрязване са следните:

1. Инвестиционни разходи на кВт в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт – 10 914 лв.;
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 13 065 лв.;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт – 10 738 лв.;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 12 908 лв.;
2. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт – 96.39 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 105.36 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт – 94.84 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия 104,10 лв./МВтч.
3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт – 85.36 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 85.36 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт – 85.36 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 85.36 лв./МВтч.
4. Разходи за горива на транспорта в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт – 6.54 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6.54 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт – 6.54 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6.54 лв./МВтч.
5. Разходи за работни заплати в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт – 15.53 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15.53 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт – 5.69 лв./МВтч;
 - За централи с инсталирана мощност над 5 МВт, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 5.69 лв./МВтч.
6. Средно годишната продължителност на работа на централата е 7 000 часа;
7. Полезен живот на активите – 20 години;
8. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7 %.

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 МВт,</i>		
Цена, в т.ч.	350.22	100.00%
за експлоатационните разходи	196.93	56.23%
за разходи за амортизации	83.82	23.93%
за възвръщаемост	69.47	19.84%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	387.94	100.00%
за експлоатационните разходи	204.54	52.72%
за разходи за амортизации	100.35	25.87%
за възвръщаемост	83.05	21.41%
<i>централи с инсталирана мощност над 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	338.34	100.00%
за експлоатационните разходи	182.42	53.92%
за разходи за амортизации	82.47	24.37%
за възвръщаемост	73.45	21.71%
<i>централи с инсталирана мощност над 5 МВт, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	374.66	100.00%
за експлоатационните разходи	193.54	51.66%
за разходи за амортизации	99.14	26.46%
за възвръщаемост	81.97	21.88%

Х. Определяне на цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци.

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци са следните:

1. Инвестиционни разходи на кВт в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство – 11 158 лв.
2. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство – 109.67 лв./МВтч.
3. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство – 83.43 лв./МВтч.
4. Разходи за горива на транспорта в размер на:

- За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство – 12.65 лв./МВтч.
- 5. Разходи за работни заплати в размер на
 - За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство – 17.28 лв./МВтч.
- 6. Средно годишната продължителност на работа на централата е 6 500 часа.
- 7. Полезен живот на активите – 20 години.
- 8. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7 %.

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса, получена от земеделски отпадъци и остатъци:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбиниран производство</i>		
Цена, в т.ч.	389.60	100.00%
за експлоатационните разходи	215.19	55.23%
за разходи за амортизации	95.37	24.48%
за възвръщаемост	79.04	20.29%

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

Цената на електрическата енергия произведена от биомаса, определена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г., с Решение № Ц-18 от 28.06.2012 г. и с Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г. на ДКЕВР е актуализирана с коефициент, който отразява изменението в стойността на ценообразуващите елементи, посочени в чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, изчислен като произведение от изменението на съответния разход и дела на съответния ценообразуващ елемент.

Съгласно изискванията на чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ, ДКЕВР е изисквала информация от Националния статистически институт (НСИ) относно процента на изменение на разходите за труд и работна заплата за съответния предходен период. Видно от писмо вх. № О-05-00-16/19.05.2014 г. от НСИ, изменението на средната годишна работна заплата на наетите по трудово и служебно правоотношение спрямо предходната календарна година е 10,5%.

На основание чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ е изпратено и писмено запитване до министъра на земеделието и храните, относно изменението на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от биомаса. В отговор е постъпило писмо с вх. № Е-03-13-4/28.05.2014 г., в което е посочено, че средният индекс на изменението на цената на дървесината за технологична преработка и дървата за горене за периода 01.04.2013 г. – 31.03.2014 г. спрямо периода 01.04.2012 г. – 31.03.2013 г. е както следва:

-индекс за изменението на цената на иглолистната дървесина за технологична преработка и иглолистните дърва за горене: минус 0.3, т.е. за този вид дървесина се отчита намаление на средните цени за разглеждания дванадесетмесечен период;

-индекс за изменението на цената на широколистната дървесина за технологична преработка и широколистните дърва за горене: 2.0.

Средният индекс за изменението на цената на дървесината за технологична преработка и дървата за горене за периода 01.04.2013 г.-31.03.2014 г., спрямо периода 01.04.2012 г.-31.03.2013 г. е 1.3.

В тази връзка, използваният процент на изменение на разходите за суровини за производство на електрическа енергия от дървесна биомаса е 1.3.

Съгласно чл. 32, ал. 7 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за горива за транспорта се определя въз основа на средната пазарна цена на ценообразувания елемент за предходната отчетна година. От извършения анализ и оценка на цените на горивата към 27.06.2013 г. средните цени на горивата са 2.58 лв./л за дизелово гориво и 2.52 лв./л за бензин А95Н, а към 05.06.2014 г. са съответно 2.54 лв./л за дизелово гориво и 2.51 лв./л за бензин А95Н. Предвид незначително отклонение в цените, е прието разходите за горива за транспорта да не се изменят.

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 биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, съгласно разпоредбите на чл. 32, ал.4 от ЗЕВИ.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи, свързани с производствения процес) 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 МВт – 16.85 лв./МВтч;
- За ЕЦ 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 МВт – 16.85 лв./МВтч;
- 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 МВт – 4.68 лв./МВтч.

2. Разходи за горива на транспорта, които са елемент от разходите за суровини за производство на електрическа енергия, 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 с инсталирана мощност до 5 МВт – 6.64 лв./МВтч;
- За ЕЦ 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 МВт – 6.20 лв./МВтч;

- 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 МВт – 6.20 лв./МВтч.
3. Разходи за горива 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 МВт – 89.46 лв./МВтч;
 - За ЕЦ 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 МВт – 83.49 лв./МВтч;
 - 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 МВт – 83.49 лв./МВтч;
4. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7.00 %.

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият 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 са:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	250.83	100.00%
за експлоатационните разходи	158.12	63.04%
за разходи за амортизации	50.71	20.22%
за възвръщаемост	42.00	16.75%
<i>ЕЦ до 5 МВт, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	278.36	100.00%
за експлоатационните разходи	162.51	58.38%
за разходи за амортизации	63.38	22.77%
за възвръщаемост	52.47	18.85%
<i>ЕЦ над 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	222.30	100.00%
за експлоатационните разходи	135.97	61.17%
за разходи за амортизации	47.27	21.26%
за възвръщаемост	39.06	17.57%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:

- ЕЦ с инсталирана мощност от 0.5 МВт до 1.5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 42.9 лв./МВтч.

2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

- ЕЦ с инсталирана мощност от 0.5 МВт до 1.5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7.03 лв./МВтч.

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

- ЕЦ с инсталирана мощност от 0.5 МВт до 1.5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 157.06 лв./МВтч.

4. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7.00 %;

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от биомаса от растителни и животински субстанции:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>ЕЦ над 0,5 МВт до 1,5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</i>		
Цена, в т.ч.	453.30	100.00%
за експлоатационните разходи	301.91	68.72%
за разходи за амортизации	82.62	17.06%
за възвръщаемост	68.76	14.22%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-18 ОТ 28.06.2012 Г.

I. Актуализиране на цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:

-За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство – 4.094 с€/кВтч, в т.ч. разходи за труд и работна заплата 2.07 с€/кВтч;

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

-За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство –
6.21 с€/кВтч

3. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7.00 %;

При производството на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци не се предвиждат разходи за горива за транспорт.

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбиниран производство</i>		
Цена, в т.ч.	406.05	100.00%
за експлоатационните разходи	201.53	49.63%
за разходи за амортизации	111.54	27.47%
за възвръщаемост	92.98	22.90%

**АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА
ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ ПРОИЗВЕДЕНА ОТ БИОМАСА, ОПРЕДЕЛЕНА С
РЕШЕНИЕ № Ц-18 ОТ 20.06.2011 Г.И ЦЕНАТА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ,
ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВЪЗОБНОВЯЕМИ ИЗТОЧНИЦИ ЧРЕЗ ТЕРМИЧНА
ГАЗИФИКАЦИЯ НА БИОМАСА И/ИЛИ БИОРАЗГРАДИМИ ФРАКЦИИ ОТ
ПРОМИШЛЕНИ И БИТОВИ ОТПАДЪЦИ, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ № Ц-35 ОТ
27.10.2011 Г. НА ДКЕВР**

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, съгласно разпоредбите на чл. 32, ал.4 от ЗЕВИ.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи, свързани с производствения процес) 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 МВт – 2.27 с€/кВтч;

- За ЕЦ 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 МВт – 2.22 с€/кВтч;
2. Разходи за горива на транспорта, които са елемент от разходите за суровини за производство на електрическа енергия, 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 с инсталирана мощност до 5 МВт – 0.14 с€/кВтч;
 - За ЕЦ 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 МВт – 0.13 с€/кВтч;
3. Разходи за горива 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 МВт – 7.12 с€/кВтч;
 - За ЕЦ 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 МВт – 6.91 с€/кВтч;
4. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 9.00 %;

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци са:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>ЕЦ до 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	296.45	100.00%
за експлоатационните разходи	187.80	63.35%
за разходи за амортизации	50.71	17.10%
за възвръщаемост	57.94	19.54%
<i>ЕЦ до 5 МВт, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	317.18	100%
за експлоатационните разходи	181.97	57.73%
за разходи за амортизации	63.38	19.98%
за възвръщаемост	71.83	22.62%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електроцентрали, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции

1. Експлоатационни разходи (в т. ч. разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност от 150 кВт до 1 МВт – 6.68 с€/кВтч, в т.ч. за работни заплати 1.40 с€/кВтч.

2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

- За ЕЦ с инсталирана мощност от 150 кВт до 1 МВт – 0.52 с€/кВтч;

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

- За ЕЦ с инсталирана мощност от 150 кВт до 1 МВт – 8.65 с€/кВтч;

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>ЕЦ над 150 кВт до 1 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	432.24	100.00%
за експлоатационните разходи	300.07	69.42%
за разходи за амортизации	61.30	14.18%
за възвръщаемост	70.87	16.40%

III. Актуализиране на цената на електрическата енергия произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч. разходи за опазване на околна среда, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:

- За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство – 4.13 с€/кВтч, в т.ч. разходи за труд и работна заплата 2.07 с€/кВтч;

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

- За централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбинирано производство – 6.19 с€/кВтч

При производството на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци не се предвиждат разходи за горива за транспорт.

3. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 9.00 %;

Отчитайки влиянието върху нивото на цената на отделните елементи, Комисията определя следните преференциални цени, по които общественият доставчик, съответно крайните снабдители да изкупуват електрическа енергия, произведена от възобновяеми

източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>централи с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбиниран производство</i>		
Цена, в т.ч.	438.76	100.00%
за експлоатационните разходи	202.15	46.07%
за разходи за амортизации	111.54	25.42%
за възвръщаемост	125.07	28.51%

Настоящите мотиви са неразделна част от решение № Ц – 13 от 01.07.2014 г. на ДКЕВР и са приети с решение на ДКЕВР по т. 2 от протокол № 99/09.07.2014 г.

ЗА ПРЕДСЕДАТЕЛ:
ЛИЛЯНА МЛАДЕНОВА

и.д.ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:
МАРИЕЛА ЦАНКОВА