

ДЪРЖАВНА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ
София – 1000, бул. “Княз Дондуков” № 8-10, тел. 935 96 13, факс 988 87 82

РЕШЕНИЕ

№ Ц-18
от 20.06.2011г.

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание на **20.06.2011г.**, след като разгледа доклад относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, след проведено на **25.05.2011 г.** обществено обсъждане и след обсъждане на постъпилите предложения и възражения, както и доклад с Вх. № ДК-324/17.06.2011 г. установи следното:

С Директива 2009/28/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 г. за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници (ВИ) и за изменение и впоследствие за отмяна на директиви 2001/77/ЕО и 2003/30/ЕО, се установява обща рамка за насърчаване енергията от ВИ и се задават задължителни национални цели за общия дял на енергията от ВИ в брунтното крайно потребление на енергия, както и за дела на енергията от ВИ в транспорта. Задължителната национална цел на България за дял на енергията от ВИ в брунтното крайно потребление на енергия през 2020 г. (съгласно приложение I, част А от Директива 2009/28/ЕО) възлиза на 16 %. Националната цел трябва да бъде постигната чрез увеличаване на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници, на крайното потребление на енергия от възобновяеми източници за отопление и охлаждане и на потреблението на енергия от възобновяеми източници в транспорта. От секторните цели единствено тази за потребление на възобновяеми източници в транспортния сектор е задължителна – 10-процентов дял на енергия от възобновяеми източници в транспортното потребление до 2020 г.

С новата Директива 2009/28/ЕО се констатира, че контролът на енергийното потребление в Европа и увеличеното използване на енергия от възобновяеми източници заедно с енергоспестяването и увеличената енергийна ефективност представляват важни части от пакета мерки, необходими за намаляване на емисиите на парникови газове и за съобразяване с Протокола от Киото към Рамковата конвенция на ООН по изменението на климата, както и с допълнителни общностни и международни ангажименти за намаление на емисиите на парникови газове след 2012 г. Тези фактори играят важна роля за подобряване на сигурността на енергийните доставки, за насърчаване на технологичното развитие, иновациите и създаване на възможности за заетост и регионално развитие.

Въз основа на изискванията на Директива 2009/28/ЕО и съгласно образец, приет с Решение на Европейската комисия от 30 юни 2009 г. Министърът на икономиката, енергетиката и туризма е разработил проект на Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници на Р България до 2020 г. (НПДЕВИ), който следва да бъде внесен за приемане в Министерски съвет на основание чл. 4, чл. 2, т. 1 във връзка с чл. 3, ал. 2 от Закона за енергията от възобновяеми източници (обн. ДВ, бр. 35 от 3 май 2011 г.). В съответствие с изискванията на модела, приет от ЕК в НПДЕВИ

са разработени секторни цели и криви на растежа. Индикативната крива за постигане на националната цел през 2020 г. е изчислена в съответствие с приложение I, част Б от Директива 2009/28/ЕО и включва следните междинни индикативни цели:

1. от 2011 до 2012 – 10, 72 %;
2. от 2013 до 2014 – 11, 38 %;
3. от 2015 до 2016 – 12, 37 %;
4. от 2017 до 2018 – 13, 69 %.

Актуалното състояние на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници в България и анализ на напредъка в постигане на националната индикативна цел на страната са представени с Доклада на министъра на икономиката, енергетиката и туризма за постигането на националните индикативни цели за потреблението на електрическа енергия, произведена от ВЕИ, изготвен на основание чл. 5, ал. 1, т. 2 от Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата (отменен с § 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници, обн. ДВ, бр. 35 от 3 май 2011г.).

ДКЕВР е издала на основание чл. 39, ал. 1, т. 1 във връзка с чл. 39, ал. 3 от Закона за енергетиката лицензии с условие за изграждане на енергийни обекти със следния капацитет по видовете технологии:

- Ветрови електрически централи – 2017 MW;
- Фотоволтаични електрически централи- 230,1 MW;
- Електрическа централа работеща на биомаса – 15 MW;
- Общо – 2262,1 MW.

Със Закона за енергията от възобновяеми източници (обн. ДВ, бр. 35 от 3 май 2011г., в сила от 03.05.2011г.) се транспонират във вътрешното законодателство разпоредбите на Директива 2009/28/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 г. за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници и за изменение и впоследствие за отмяна на директиви 2001/77/ЕО и 2003/30/ЕО. В изпълнение на разпоредбата на § 8, ал. 1 от Преходните и заключителни разпоредби от ЗЕВИ в срок от един месец от датата на влизането в сила на закона ДКЕВР определя и обявява преференциални цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с изключение на енергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW съгласно чл. 32.

Разпоредбата на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ подробно посочва критериите, които се отчитат при определяне на преференциалните цени. От друга страна разпоредбата препраща към наредбата по чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката, т.е. Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), по чийто ред следва да се определят преференциалните цени. Съгласно § 10, ал. 2 от Преходните и заключителни разпоредби подзаконовите нормативни актове по прилагането на ЗЕ се привеждат в съответствие със ЗЕВИ в срок до един месец от влизането му в сила. Съгласно § 10, ал. 3 от Преходните и заключителни разпоредби подзаконовите нормативни актове, издадени по прилагане на отменения Закон за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата се прилагат доколкото не противоречат на ЗЕВИ. От своя страна чл. 21, ал. 2 от ЗВАЕИБ, регламентиращ стария механизъм на ценообразуване, препраща към НРЦЕЕ и в този смисъл същата следва да бъде прилагана, доколкото не противоречи на ЗЕВИ.

По време на проведеното обществено обсъждане на 25.05.2011 г. бяха направени предложения и възражения от следните присъстващи на обсъждането лица: „Енергопро-България” ЕАД; НС „Екоенергия”, „Гранитоид” АД; “Съюз на производителите на екологична енергия-Юг”; „Българо-японска асоциация за вятърна и фотоволтаична енергия”; „Българска асоциация за вятърна енергия”; „Асоциация на

производителите на екологична енергия”; „Бул Еко Енергия” ООД; „Българска хидроенергийна асоциация”; „ПВБ Пауър България” АД; „Българска фотоволтаична асоциация”; „Българска асоциация за устойчива енергия”; „АБВ Консулт” ЕООД; „К Дивелопмънт” ЕООД; „ЕнерСист България” ООД; АК „Павлов и съдружници”; „Грийн Форест Проджект” АД; „Седна пауър”; „Биомасс-Енерджи-България” ООД; „Феникс Солар” ООД; „Хелио Солар”; „Захарен свят” ООД.

След проведено на 25.05.2011г. 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: „Българската соларна асоциация” с вх. № Е-04-00-240/19.05.2011г. и вх. № Е-04-00-264/03.06.2011г.; „Скай Солар България ко” ООД с вх. № Е-12-00-254/19.05.2011г.; „Българската фотоволтаична асоциация” с вх. № Е-04-00-243/19.05.2011г. и с вх. № Е-12-00-266/31.05.2011г.; „БНРДжи Ренюаблс” Лимитид с вх. № Е-12-00-251/19.05.2011г. и с вх. № Е-03-17-73/31.05.2011г.; „Българска ветроенергийна асоциация” с вх. № Е-04-00-244/20.05.2011г. и с вх. № Е-04-00-262/02.06.2011г.; „Асоциация на производителите на екологична енергия” с вх. № Е-04-00-245/25.05.2011г.; „Българска асоциация за устойчива енергия” с вх. № Е-12-00-259/25.05.2011г.; „Български енергиен форум” с вх. № Е-12-00-265/30.05.2011г.; „Уинд Енерджи 2007” ЕООД с вх. № Е-13-76-2/31.05.2011г.; „Българо- Японска асоциация за вятърна и фотоволтаична енергия” с вх. № Е-04-00-260/31.05.2011г. и вх. № Е-04-00-261/01.06.2011г.; „Ей И Ес Солар България” ЕООД с вх. № Е-12-00-264/30.05.2011г.; Адвокатско дружество „Ангов и партньори” с вх. № Е-12-00-267/01.06.2011г.; „ЕнерСист България” ООД с вх. № Е-12-00-269/01.06.2011г.; „Кантилена” ЕООД с вх. вх. № Е-11-00-19/01.06.2011г.; „Захарен свят” ООД с вх. № Е-12-00-270/02.06.2011г.; „Конфедерация на работодателите и индустриалците в България” с вх. № Е-04-00-263/02.06.2011г.; „Австрийски търговски отдел” с вх. № Е-03-17-74/02.06.2011г.; „Национален съюз на говедовъдите в България” с вх. № Е-12-00-275/03.06.2011г.; „Сдружение ТЕХРЕН-Технически Ренесанс” с вх. № Е-12-00-274/03.06.2011г.; „Биомасс Енерджи България” ООД с вх. № Е-12-00-273/03.06.2011г.; „ВЕЦ Своге” АД и „ПВБ Пауър България” АД с вх. № Е-12-00-276/03.06.2011г.; „Сола” ООД с вх. № Е-12-00-272/03.06.2011г.; „Съюз на производителите на екологична енергия-Бг” с вх. № Е-04-00-267/06.06.2011г.; „Еолика България” ЕАД с вх. № Е-13-50-2/07.06.2011г.; „Сосиете Женерал Експресбанк” АД с вх. № Е-06-00-1/07.06.2011г.; „Нов Енергия П-Енерджи & Енвайърмънт (Ска) Сикар” и Адвокатско дружество „Гугушев и партньори” с вх. № Е-12-00-283/07.06.2011г.; „Американска търговска камара в България” с вх. № Е-12-00-267/08.06.2011г.; „Грийн Форест Проджект” АД с вх. № Е-12-00-285/08.06.2011г.; „СДН Къмпани” Лимитид с вх. № Е-12-00-255/19.05.2011, № Е-12-00-261/26.05.2011г. и № Е-12-00-282/08.06.2011г.; „Сдружение Хидроенергия” с вх. № Е-12-00-286/08.06.2011г.; Възражението на „Тошиба Корпорейшън” с вх. № Е-12-00-295/10.06.2011 е постъпило след дадения 14-дневен срок и не е разгледано, тъй като е просрочено.

Възраженията на заинтересованите лица са по отношение на основните ценообразуващи елементи на цените, в т.ч.:

Относно нивото на инфлацията, използвана за корекция след първата година от прилагането на цените, са направени възражения от:

1. НС „Екоенергия” по време на общественото обсъждане с искане да се коригира инфлацията;
2. „Скай Солар България ко” ООД, без да е посочена препоръчителна инфлация;

3. „Асоциация на производителите на екологична енергия” с искане инфлацията на експлоатационните разходи да се коригира от 2% на 3.5%.
4. „Сола” ООД с искане инфлацията на експлоатационните разходи да бъде коригирана от 2% на 3.9%

Относно определената при ценообразуването целева норма на възвръщаемост на капитала са направени възражения от:

1. „Българска фотоволтаична асоциация” с искане нормата на възвръщаемост да се коригира от 9.00 % на 10.00 %;
2. „Българска соларна асоциация” с искане нормата на възвръщаемост да се коригира от 9.00 % на 13.00 %;
3. „Българската ветроенергийна асоциация” с искане нормата на възвръщаемост да се коригира от 9.00 % на 12.00 %;
4. „Скай Солар България ко” ООД с искане нормата на възвръщаемост да е 9.00 % при използване на 100 % собствени средства;
5. „Асоциация на производителите на екологична енергия” с искане нормата на възвръщаемост да се коригира от 9.00 % на 11.80 %;
6. „Ей и Ес Солар България” ЕООД с искане нормата на възвръщаемост да се повиши;
7. „Българо- Японската асоциация за вятърна и фотоволтаична енергия” с искане нормата на възвръщаемост да се повиши от 9.00 % на 10.00 %, както и да се отчете по- високия риск за кредитиране;
8. „Уинд Енерджи 2007” ЕООД с искане нормата на възвръщаемост да се повиши от 9.00 % на 10.00 %
9. Адвокатско дружество „Ангов и партньори” с искане нормата на възвръщаемост да се повиши;
10. „КРИБ” с искане нормата на възвръщаемост да се коригира от 9% н 10 %
11. „Сола” ООД с искане нормата на възвръщаемост да бъде коригирана от 9.00 % на 15.5%
12. „Американската търговска камара в България” заявява, че НВ няма да бъде постигната, предвид заложените по- ниски оперативни и инвестиционни разходи за вятърни и фотоволтаични ЕЦ

Относно целевата капиталова структура са направени възражения от:

1. „Българската ветроенергийна асоциация” с искане капиталовата структура да се коригира от СК 30 %/ПК 70 % на СК 50 %/ПК 50 %
2. „Скай Солар България ко” ООД с искане капиталовата структура да е при използване на 100 % собствени средства
3. Адвокатско дружество „Ангов и партньори” с искане целевата капиталова структура да е СК 40 %/ПК 60 %;

Относно изчислените разходи за амортизация на активите са направени възражения от:

1. „Скай Солар България ко” ООД, без да е посочена препоръчителна амортизационна норма;
2. „Български енергиен форум”, с искане амортизационните отчисления да са два пъти по големи за ЕЦ, работещи на биомаса, получена от дървесни остатъци и друга отпадна дървесина;
3. Адвокатско дружество „Ангов и партньори” с искане срокът на амортизации да съвпада със срока на задължително изкупуване на електрическата енергия;

Относно размера на инвестиционните разходи са направени възражения от:

1. „Българска фотоволтаична асоциация”, без да се посочва размер на инвестиционните разходи за кВт за фотоволтаични централи;
2. „Българската соларна асоциация” с искане да се коригират инвестиционните разходи, както следва:
 - За ФЕЦ до 30 кВт – от 5 867 лв. на 6 669 лв.
 - За ФЕЦ от 30 до 200 кВт – от 5 770 лв. на 5 965 лв.
3. „Българската ветроенергийна асоциация” с искане инвестиционните разходи за кВт за вятърни електроцентрали да се коригира от 1 300 €/кВт на 1 450 €/кВт;
4. „Асоциация на производителите на екологична енергия” с искане инвестиционните разходи за вятърни електроцентрали да се коригират, както следва:
 - За ВТЕЦ работещи до 2 250 часа от 1300 €/кВт на 1 453 €/кВт;
 - За ВТЕЦ работещи над 2 250 часа от 1300 €/кВт на 1 453 €/кВт;
5. „Български енергиен форум” с искане инвестиционните разходи за електроцентрали, работещи на биомаса, получена от дървесни остатъци и други да се коригират на нива от 6 000 лв./кВт до 12 000 лв./кВт, в зависимост от използваните инсталации;
6. „Българо- Японската асоциация за вятърна и фотоволтаична енергия” с искане инвестиционните разходи за Вятърни ЕЦ да се коригират от 2 543 лв./кВт на 3 000 лв./кВт;
7. „Уинд Енерджи 2007” ЕООД, с искане инвестиционните разходи за Вятърни ЕЦ да се коригират от 2 543 лв./кВт на 3 000 лв./кВт;
8. Адвокатско дружество „Ангов и партньори” с искане инвестиционните разходи за вятърна ЕЦ да се повишат;
9. „Национален съюз на говедовъдите в България” с искане инвестиционните разходи за ЕЦ, работещи на битови водо-канални отпадъци да се повишат, без да са посочени конкретни стойности на инвестиционните разходи
10. „Сола” ООД с искане инвестиционните разходи за Фотоволтаични централи с инсталирана мощност над 200 кВт да бъдат коригирани от 4 890 лв./кВт на 9 680 лв./кВт;
11. „Американската търговска камара в България” с искане инвестиционните разходи за вятърни и фотоволтаични централи да бъдат коригирани, като се отразят и разходите за разработване и развитие на проекта, както и разходите присъединяване на обекта към мрежата;
12. „СДН Къмпани” ООД с искане инвестиционните разходи на фотоволтаичните централи да се коригират с разходи за развитието на проекта, преди началото на строителството, разходи по финансиране и приключване на проекта, включително и възстановяване на ДДС

Относно размера на експлоатационните разходи са направени възражения от

1. „Българска фотоволтаична асоциация” с искане (изказано и на откритото заседание) експлоатационните разходи да се коригират от 1.3 €/кВтч на 3.5/4.5 €/кВтч
2. „Българска соларна асоциация” с искане експлоатационните разходи да се коригират от 1.3 €/кВтч на:
 - За ФЕЦ до 30 кВт – на 14.41 €/кВтч
 - За ФЕЦ от 30 до 200 кВт – 11.81 €/кВтч
 - За ФЕЦ над 200 кВт до 1 МВт – 5.41 €/кВтч
 - За ФЕЦ над 1 МВт до 5 МВт – 3.74 €/кВтч

3. „Българската ветроенергийна асоциация” с искане експлоатационните разходи да се коригират от 1.2 €/кВтч на 2.0 €/кВтч;
4. „Асоциация на производителите на екологична енергия” с искане експлоатационните разходи за вятърни електроцентрали да се коригират, както следва:
 - За ВТЕЦ работещи до 2 250 часа от 1.2 €/кВтч на 1.46 €/кВтч;
 - За ВТЕЦ работещи над 2 250 часа от 1.2 €/кВтч на 1.46 €/кВтч;
5. „КРИБ” с искане експлоатационните разходи на фотоволтаичните централи да се коригират от 1.3 €/кВтч на 3.5/4.5 €/кВтч;
6. „Българската асоциация за устойчива енергия” с искане (изказано и на откритото заседание) да се коригират експлоатационните разходи за производство на електрическа енергия от биомаса, получена от отпадна дървесина;
7. „Ей и Ес Солар България” ЕООД с искане експлоатационните разходи за фотоволтаични централи да се коригират от 1.3 €/кВтч на 3.43 €/кВтч;
8. „Българо- Японската асоциация за вятърна и фотоволтаична енергия” с искане експлоатационните разходи за Вятърни ЕЦ да се коригират от 1.2 €/кВтч на 1.8 €/кВтч, както и експлоатационните разходи за фотоволтаични ЕЦ да се коригират на нива от 2.4/3.6 €/кВтч;
9. „Уинд Енерджи 2007” ЕООД, с искане експлоатационните разходи за Вятърни ЕЦ да се коригират от 1.2 €/кВтч на 1.8 €/кВтч;
10. Адвокатско дружество „Ангов и партньори” с искане експлоатационните разходи за вятърни и фотоволтаични ЕЦ да се повишат;
11. „Национален съюз на говедовъдите в България” с искане експлоатационните разходи за ЕЦ, работещи на битови водо-канални отпадъци да се повишат, без да са посочени конкретни стойности на експлоатационните разходи;
12. „Американската търговска камара в България” с искане оперативните разходи за вятърни и фотоволтаични централи се коригират и се заложат два пъти по- големи оперативни разходи за вятърни централи и три пъти по- високи разходи за фотоволтаични централи;
13. „СДН Къмпани” ООД с искане да се признаят и разходи свързани със застраховките за финансиране и валутния риск;
14. „Биомасс Енерджи България” ООД с искане да се прецизират експлоатационните разходи на ЕЦ, работещи с биомаса от отпадна дървесина;
15. „Сдружение Хидроенергия” с искане (включително и по време на общественото обсъждане) експлоатационните разходи да могат да се коригират през 15 годишния период, в зависимост от изменението на таксата за водоползване;
16. „Феникс Солар” с искане експлоатационните разходи за фотоволтаични централи с инсталирана мощност над 200 кВт да се коригират.

Относно средногодишна продължителност на работа на централите са направени възражения от:

1. „Българска фотоволтаична асоциация”, като се иска работните часове за фотоволтаични централи да се коригират от 1 250 на 1 100;
2. „Българска соларна асоциация”, като се иска работните часове за фотоволтаични централи да е индивидуален за всяка централа;

3. „Българо- Японската асоциация за вятърна и фотоволтаична енергия” с искане часовете за вятърни ЕЦ, работещи до 2 250 часа, работните часове да се коригират от 2 050 на 1 900 часа;
4. „Уинд Енерджи 2007” ЕООД, с искане часовете за вятърни ЕЦ, работещи до 2 250 часа, работните часове да се коригират от 2 050 на 1 900 часа;

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 възраженията, свързани с описаните по-горе конкретни ценообразуващи елементи:

I. Общи принципи при определянето на преференциалните цени

Основните фактори, използвани за определяне на нивото на цените на електрическата енергия, произведена от ВЕИ 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, изчислена на базата на определената целева норма на възвращаемост и осреднените инвестиционни разходи, необходими за производство на електрическа енергия и средна годишна производителност на централите. 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 Доклада относно финансирането на възобновяемите енергийни източници в европейския енергиен пазар, публикуван на интернет страницата на Европейската комисия, както и други източници на информация, посочени в настоящето решение.

Преференциалните цени за производство на електрическа енергия от ВЕИ не отчитат конкретни стойности на индивидуален инвестиционен проект, а осреднени такива на основата на официални източници, 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 така описаните 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 Комисията норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане.

II. Ценообразуващи елементи, за които са постъпили описаните по-горе възражения

2.1. Инфлация

Определената прогнозна инфлация от 2% за корекция на експлоатационните разходи необходими за производство на електрическа енергия от ВЕИ е икономически обоснована от гледна точка на предстоящото присъединяване на България в Европейския валутен съюз, както и мерките на БНБ и МФ за изпълнение на критериите за присъединяване към системата на разменните курсове на европейски валути ERM II и очакванията, че в дългосрочен период нивата на инфлацията в България ще са по-

ниски и близки до тези в Еврозоната. Използваните от Комисията данни и фактори при определянето на горепосочената прогнозна инфлация, са както следва:

а) отчетената средногодишна инфлация в България за периода януари-декември 2010 г. спрямо същия период на предходната година е 3 % . (*източник НСИ*).

б) отчетената средногодишна инфлация в Еврозоната за периода януари-декември 2010 г. спрямо същия период на предходната година е 1.6 %, а тази за месец март 2011 г. – 2.0 % (*източник Евростат*).

в) за последните десет години отчетената инфлация в Еврозоната е в диапазона между 0.9 % и 3.1%, като средната инфлация за същия период е 2.06 % (*източник ЕЦБ*)

г) съгласно актуалната макроикономическа прогноза на експертите от Европейската централна банка (м. март 2011 г.), инфлацията през 2011 г. ще бъде между 2,0 % и 2,6 %, а през 2012 г. между 1,0 % и 2,4 % (*източник ЕЦБ*).

Предвид гореизложеното, Комисията не приема възраженията по отношение определения прогнозен размер на приложената при ценообразуването средна инфлация и приема, че прогнозната инфлация от 2 % е обоснована както от макроикономическите прогнози, така и от отчетните данни за дългосрочен период.

2.2. Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала

Комисията счита за икономически обосновано при определянето на преференциалните цени за задължително изкупуване на електрическа енергия от ВЕИ 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 от Комисията преференциални цени всеки инвеститор има възможност да постигне различна доходност в зависимост от индивидуалното управление на инвестиционния проект.

Комисията определя целева норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане в размер на 9% след оценка на инвестиционния риск при производството на електрическа енергия от възобновяеми източници, която подлежи на задължително изкупуване от Обществения доставчик или крайните снабдители чрез прилагане на Модела за оценка на капиталовите активи (САРМ) и отчитане на следните фактори:

1) Безрискова премия от 5,80 %, изчислена на основата на инвестиция в безрискови дългосрочни ценни книжа. Премията е на основата на средната доходност на лихвоносни ДЦК за 2010 г. и до м. април 2011 г. вкл., деноминирани в лева, постигната на първичния пазар за емисии с матуритет 10 години и повече. (*Източник: Управление "Фискални услуги", БНБ*).

2) Пазарна рискова премия 3%, публикувана на Интернет страницата на Aswath Damodaran - Stern School of Business и бета коефициент на активите 0,45.

3) Капиталова структура от 30 % собствен капитал и 70 % привлечен капитал, при отчитане на факта, че производството на електрическа енергия от ВЕИ изисква значителни капиталовложения и ползване на заеман капитал.

4) Целева стойност на привлечения капитал, оценен при ползване на кредитиране в лева с лихва 10,05 %. Стойността е на основата на средните лихвени проценти за нефинансови предприятия, различни от овърдрафт, за кредити над 5 години за 2010 г. и до м.април 2011 г. (*Източник БНБ*)

В резултат на всичко гореизложено, Комисията не приема възраженията по отношение на определяне на по-висока целева норма на възвръщаемост на капитала и съответно различна капиталова структура на финансиране.

2.3. Размер на разходите за амортизация

Разходите за амортизации са изчислени след прилагане на линеен метод и в зависимост от осреднен полезен живот на активите и средната стойност на инвестицията за различните видове ВЕИ. Съоръженията, машините и оборудването които се влагат в изграждането на централа, използваща ВЕИ имат различен технико – икономически живот и в тази връзка разходите за амортизация са осреднени и са изчислени на база полезния живот на основното оборудване при отчитане на инвестиционните разходи за изграждане на нова централа.

Предвид гореизложеното, Комисията не приема възраженията по отношение определянето на нивото на разходите за амортизации.

2.4. Размер на инвестиционните разходи

Размерът на инвестиционните разходи за всички видове ВЕИ 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 2011 г. за изграждане на нови електроцентрали, използващи възобновяеми източници в страните членки на ЕС.

В резултат на постъпилите възражения е коригиран е размерът на инвестиционните разходи на централи, произвеждащи електрическа енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, електрическа енергия произведена чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци и централи, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции.

С цел отразяване на по-високите инвестиционни разходи при фотоволтаичните централи, изградени на покриви и фасади, същите са отделени наземните в три отделни групи.

Комисията не приема за основателни възраженията по отношение размера на инвестиционните разходи за останалите видове ВЕИ.

2.5. Размер на оперативните 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 свързани с управление на организацията, разходи за комуникация и мониторинг, съгласно ЗЕВИ и др.

Комисията прецизира нивото на оперативните разходи в зависимост от годишната ангажираност на централите, произвеждащи електрическата енергия от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, както и централите произвеждащи електрическата енергия чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци.

Комисията не приема постъпилите възражения по отношение на експлоатационните разходи, използвани при изчисляването на преференциалните цени.

2.6 Средногодишна продължителност на работа на централите

При определяне на годишната производителност на работа на централите са използвани данни от БАН и са използвани средни стойности за страната.

Комисията не приема постъпилите възражения по отношение на средногодишната продължителност на работа на централите.

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

Полезен живот на активите и разходи за амортизации

Полезният техникоикономически живот на активите е определен на 25 години, като разходите за амортизации са изчислени чрез прилагане на линеен метод и са в размер на:

1. За Микро ВЕЦ с инсталирана мощност до 200 кВт – 59 хил.лв./год.;
2. За нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад до 30 метра) и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт – 1 041 хил.лв./год.;
3. За среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад над 30 до 100 метра) и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт – 854 хил.лв./год.;
4. За високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад над 100 метра) и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт – 93 хил.лв./год.
5. За тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт – 144 хил.лв./год.

Норма на възвръщаемост на капитала

При определянето на цените е използвана целева норма на възвръщаемост на капитала в размер на 9.00 % и при целева структура на капитала 30 % собствен капитал и 70 % привлечен капитал.

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

2. Инвестиционни разходи на кВт в размер на:
 - За Микро ВЕЦ с инсталирана мощност до 200 кВт – 7 432 лв.;
 - За нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад до 30 метра) и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт – 7 432 лв.;
 - За среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад над 30 до 100 метра) и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт – 6 099 лв.;
 - За високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад над 100 метра) и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт – 5 809 лв.

- За тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт – 8 997 лв.
3. 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 – 1.0309 с€/кВтч;
 - За нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад до 30 метра) и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт – 1.010 с€/кВтч;
 - За среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад над 30 до 100 метра) и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт – 1.010 с€/кВтч;
 - За високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител (нетен пад над 100 метра) и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт – 1.010 с€/кВтч;
 - За тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт – 1.010 с€/кВтч;
 4. Полезен живот на активите – 25 години;
 5. Инфлация на експлоатационните разходи – 2 %;
 6. Средно годишната продължителност на работа на централата е 4 000 часа или годишна ангажираност – 45.66 %;
 7. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 9.00 %;

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, преференциалните цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена от водноелектрически централи са:

Цена и елементи на цената, в лв./МВтч, без ДДС	лв./МВтч	%
<i>Микро ВЕЦ с инсталирана мощност до 200 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	227.43	100.00 %
за експлоатационните разходи	22.53	9.91%
за разходи за амортизации	76.62	33.69%
за възвръщаемост	128.28	56.40 %
<i>Нисконапорни руслови, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	222.83	100.00 %
за експлоатационните разходи	22.08	9.91%
за разходи за амортизации	75.07	33.69%
за възвръщаемост	125.68	56.40 %
<i>Среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад от 30 до 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	186.87	100.00 %
за експлоатационните разходи	22.08	11.81%
за разходи за амортизации	61.61	32.97%
за възвръщаемост	103.18	55.22%
<i>Високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и с инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	179.04	100.00 %
за експлоатационните разходи	22.08	12.33%
за разходи за амортизации	58.67	32.77%
за възвръщаемост	98.29	54.90 %

<i>Тунелни деривации с горен годишен изравнител до 10 000 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	265.05	100.00 %
за експлоатационните разходи	22.08	8.33%
за разходи за амортизации	90.88	34.29%
за възвръщаемост	152.09	57.38%

Определяне на цената на електрическата енергия произведена от микро водноелектрически централи (ВЕЦ) с помпи

Полезен живот на активите и разходи за амортизации

Полезният техникоикономически живот на активите е определен на 25 години, като разходите за амортизации са изчислени чрез прилагане на линеен метод и са в размер на 86 хил.лв./год.;

Норма на възвръщаемост и структура на капитала

При определянето на цените е използвана целева норма на възвръщаемост на капитала в размер на 9.00 % и при целева структура на капитала 30 % собствен капитал и 70 % привлечен капитал.

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 2 151 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 1.53 с€/кВтч.;
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 или годишна ангажираност – 28.55 %;
6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 9.00 %;

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, преференциалните цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена от Микро ВЕЦ с помпи са:

Цена и елементи на цената, в лв./МВтч, без ДДС	лв./МВтч	%
<i>Микро ВЕЦ с помпи</i>		
Цена, в т.ч.	112,10	100,00 %
за експлоатационните разходи	16,87	15,05%
за разходи за амортизации	35,58	31,74%
за възвръщаемост	59,65	53,21%

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

Полезен живот на активите и разходи за амортизации

Полезният техникоикономически живот на активите е определен на 15 години, като разходите за амортизации са изчислени чрез прилагане на линеен метод и са в размер на:

1. ВтЕЦ работещи до 2 250 часа – 5 594 хил.лв./год.;
2. ВтЕЦ работещи над 2 250 часа – 5 594 хил.лв./год.;

Норма на възвръщаемост и структура на капитала

При определянето на цените е използвана целева норма на възвръщаемост на капитала в размер на 9.00 % и при целева структура на капитала 30 % собствен капитал и 70 % привлечен капитал.

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:
 - За ВтЕЦ работещи до 2 250 часа – 2 543 лв.;
 - За ВтЕЦ работещи над 2 250 часа – 2 543 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 работещи до 2 250 часа – 1.2 с€/кВтч.;
 - За ВтЕЦ работещи над 2 250 часа 1.2 с€/кВтч.;
3. Полезен живот на активите – 15 години;
4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;
5. Средно годишната продължителност на работа на ВтЕЦ работещи до 2 250 часа е 2 050 часа или годишна ангажираност – 23.40 %;
6. Средно годишната продължителност на работа на ВтЕЦ работещи над 2 250 часа е 2 300 часа или годишна ангажираност – 26.26 %;
7. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 9.00 %.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, преференциалните цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена от вятърни електроцентрали са:

Цена и елементи на цената, в лв./МВтч, без ДДС	лв./МВтч	%
<i>ВтЕЦ до 2 250 часа</i>		
Цена, в т.ч.	191,00	100,00 %
за експлоатационните разходи	25,71	13,46%
за разходи за амортизации	88,91	46,55%
за възвръщаемост	76,38	39,99%
<i>ВтЕЦ над 2 250 часа</i>		
Цена, в т.ч.	173,06	100,00 %
за експлоатационните разходи	25,71	14,86%
за разходи за амортизации	79,24	45,79%
за възвръщаемост	68,11	39,35%

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

Полезният техникоикономически живот на активите е определен на 12 години, като разходите за амортизации са изчислени чрез прилагане на линеен метод и са в размер на 57 хил.лв./год.;

Норма на възвръщаемост на капитала

При определянето на цените е използвана целева норма на възвръщаемост на капитала в размер на 9.00 % и при целева структура на капитала 30 % собствен капитал и 70 % привлечен капитал.

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 1 134 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 1.2 с€/кВтч.;
3. Полезен живот на активите – 12 години;
4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;
5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 500 часа годишна ангажираност – 17.12 %;
6. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 9.00 %;

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, преференциалните цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена от вятърни електроцентрали, работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор са:

Цена и елементи на цената, в лв./МВтч, без ДДС	лв./МВтч	%
<i>ВтЕЦ , работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор</i>		
Цена, в т.ч.	137,06	100,00 %
за експлоатационните разходи	25,71	18,76%
за разходи за амортизации	70,04	51,10 %
за възвръщаемост	41,31	30,14%

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

Полезен живот на активите и разходи за амортизации

Полезният техникоикономически живот на активите е определен на 20 години, като разходите за амортизации са изчислени чрез прилагане на линеен метод и са в размер на:

1. За покривни и фасадни ФЕЦ с инсталирана мощност до 30 кВт, – 5 хил.лв./год.;
2. За покривни и фасадни ФЕЦ с инсталирана мощност над 30 кВт до 200 кВт – 30 хил.лв./год.;
3. За покривни и фасадни ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 1 000 кВт – 30 хил.лв./год.;
4. За ФЕЦ с инсталирана мощност до 30 кВт – 4 хил.лв./год.;
5. За ФЕЦ с инсталирана мощност над 30 кВт до 200 кВт – 29 хил.лв./год.;
6. За ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт – 244 хил.лв./год.

Норма на възвръщаемост и структура на капитала

При определянето на цените е използвана целева норма на възвръщаемост на капитала в размер на 9.00 % и при целева структура на капитала 30 % собствен капитал и 70 % привлечен капитал.

При отчитане на всички технически и икономически параметри:

1. Инвестиционни разходи на кВт в размер на:
 - За покривни и фасадни ФЕЦ с инсталирана мощност до 30 кВт – 6 177 хил.лв.;
 - За покривни и фасадни ФЕЦ с инсталирана мощност над 30 кВт до 200 кВт – 6 083 хил.лв.;
 - За покривни и фасадни ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт до 1 000 кВт – 5 946 хил.лв.;
 - За ФЕЦ с инсталирана мощност до 30 кВт – 5 867 хил.лв.;
 - За ФЕЦ с инсталирана мощност над 30 кВт до 200 кВт – 5 770 хил.лв.;
 - За ФЕЦ с инсталирана мощност над 200 кВт – 4 890 хил.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 1,3 с€/кВтч;
3. Полезен живот на активите – 20 години;
4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%;
5. Средно годишната продължителност на работа на централата е 1 250 часа годишна ангажираност – 14.27 %;
6. Норма на възвръщаемост 9.00 %;

които оказват влияние върху нивото на цената, преференциалните цени, по които производителите на електрическа енергия, произведена от фотоволтаични централи са:

Цена и елементи на цената, в лв./МВтч, без ДДС	лв./МВтч	%
<i>ФЕЦ до 30 кВт, монтирани на покриви и фасади</i>		
Цена, в т.ч.	605.23	100.00 %
за експлоатационните разходи	30.73	5.08%
за разходи за амортизации	273.29	45.15%
за възвръщаемост	301.21	49.77%
<i>ФЕЦ над 30 до 200 кВт, монтирани на покриви и фасади</i>		
Цена, в т.ч.	596.50	100.00 %
за експлоатационните разходи	30.73	5.15%
за разходи за амортизации	269.13	45.12%
за възвръщаемост	296.64	49.73%
<i>ФЕЦ над 200 до 1 000 кВт, монтирани на покриви и фасади</i>		
Цена, в т.ч.	583.77	100.00 %
за експлоатационните разходи	30.73	5.26%
за разходи за амортизации	263.07	45.06%
за възвръщаемост	289.97	49.67%
<i>ФЕЦ до 30 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	576.50	100.00 %
за експлоатационните разходи	30.73	5.33%
за разходи за амортизации	259.61	45.03%
за възвръщаемост	286.16	49.64%
<i>ФЕЦ над 30 до 200 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	567.41	100.00 %
за експлоатационните разходи	30.73	5.42%
за разходи за амортизации	255.28	44.99%
за възвръщаемост	281.40	49.59%
<i>ФЕЦ над 200 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	485.60	100.00 %
за експлоатационните разходи	30.73	6.33%
за разходи за амортизации	216.34	44.55%
за възвръщаемост	238.53	49.12%

IV. Определяне на цената на електрическата енергия произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци.

Полезен живот на активите и разходи за амортизации

Полезният техникоикономически живот на активите е определен на 20 години, като разходите за амортизации са изчислени чрез прилагане на линеен метод и са в размер на:

1. 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 – 685 хил.лв./год.;

2. 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, с комбиниран цикъл – 856 хил.лв./год.;
3. 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 – 2 552 хил.лв./год.;

Норма на възвръщаемост и структура на капитала

При определянето на цените е използвана целева норма на възвръщаемост на капитала в размер на 9.00 % и при целева структура на капитала 30 % собствен капитал и 70 % привлечен капитал.

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 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 – 5 476 лв.;
 - 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, с комбиниран цикъл – 6 845 лв.;
 - 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 – 5 105 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 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 – 1,94 с€/кВтч;
 - За ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран цикъл) с инсталирана мощност до 5 МВт – 1,94 с€/кВтч;
 - 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 – 1,94 с€/кВтч;
3. 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 – 0,1105 с€/кВтч;
 - За ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни

- отпадъци (комбиниран цикъл) с инсталирана мощност до 5 MWt – 0,1105 с€/кВтч;
- 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 MWt –0,1935 с€/кВтч;
4. 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 MWt –5,59 с€/кВтч;
 - За ЕЦ работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбиниран цикъл) с инсталирана мощност до 5 MWt – 5,59 €/кВтч;
 - 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 MWt –4.526 с€/кВтч;
 5. Ползен живот на активите – 20 години;
 6. Средно годишната продължителност на работа на 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 MWt е 6 000 часа или годишна ангажираност – 68.49 %;
 7. Средно годишната продължителност на работа на 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 MWt е 6 000 часа или годишна ангажираност – 68.49 %;
 8. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 9.00 %;

Специфичните разходи за суровини, общите специфични разходи, включващи разходите за поддръжка и опериране за централи с инсталирана мощност над 5 MWt работещи на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, са коригирани съобразно пълните ефективни годишни часове на работа на инсталации с мощност над 5 MWt при годишна ангажираност на 68,49 % или 6 000 часа. Специфичният разход за суровини е в размер от 4,526 с€/кВтч и сравнен със специфичния разход на суровини за централи работещи на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MWt е с 1, 065 с€/кВтч по-малък. Специфичните разходи за транспорт са в размер от 0,1935 с€/кВтч, като при определяне им са взети предвид капацитета на централите и необходимия обхват на територия за осигуряване на суровината за този вид производство.

Общите специфични разходи, включващи разходите за поддръжка и опериране за централи работещи на биомаса с инсталирана мощност над 5 MW са в размер на 6,467 с€/кВтч, като общите специфични разходи за централи до 5 MW са в размер от 7.533 с€/кВтч.

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, преференциалните цени, по които продават производителите на 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, в лв./МВтч, без ДДС	лв./МВтч	%
<i>ЕЦ до 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	255,51	100,00 %
за общи оперативни разходи	147,32	57,66%
за разходи за амортизации	50,71	19,85%
за възвръщаемост	57,48	22,50 %
<i>ЕЦ до 5 МВт, с комбиниран цикъл</i>		
Цена, в т.ч.	282,15	100,00 %
за общи оперативни разходи	147,33	52,22%
за разходи за амортизации	63,38	22,46%
за възвръщаемост	71,44	25,32%
<i>ЕЦ над 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	227,20	100,00 %
за общи оперативни разходи	126,48	55,67%
за разходи за амортизации	47,26	20,80 %
за възвръщаемост	53,46	23,53%

V. Определяне на цената на електрическата енергия произведена от отпадъци от земеделски и енергийни култури

Полезен живот на активите и разходи за амортизации

Полезният техникоикономически живот на активите е определен на 20 години, като разходите за амортизации са изчислени чрез прилагане на линеен метод и са в размер на:

1. ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 465 хил.лв./год.;
2. ЕЦ работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 465 хил.лв./год.;

Норма на възвръщаемост и структура на капитала

При определянето на цените е използвана целева норма на възвръщаемост на капитала в размер на 9.00 % и при целева структура на капитала 30 % собствен капитал и 70 % привлечен капитал.

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

1. Инвестиционни разходи на кВт в размер на:
 - За ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 3 716 лв.;
 - За ЕЦ 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, за работни заплати, материали и др. експлоатационни разходи, свързани с производствения процес) в размер на:
 - За ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 1,3973 с€/кВтч;
 - За ЕЦ работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 1,4709 €/кВтч;
3. Разходи за горива за транспорт са в размер на:
 - За ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 0,1199 с€/кВтч;
 - За ЕЦ работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 0,1257 €/кВтч;
4. Разходи за горива суровини за производство на енергия в размер на:
 - За ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 5,573 €/кВтч;
 - За ЕЦ работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 5.037 с€/кВтч;
5. Полезен живот на активите – 20 години;
6. Средно годишната продължителност на работа на централата е 7 500 часа или годишна ангажираност – 85.62 %;
7. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 9.00 %;

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, преференциалните цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена от отпадъци от земеделски и енергийни култури са:

Цена и елементи на цената, в лв./МВтч, без ДДС	лв./МВтч	%
<i>ЕЦ работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	195,03	100,00 %
за общи оперативни разходи	138,68	71,11%
за разходи за амортизации	26,08	13,37%
за възвръщаемост	30,27	15,52%
<i>ЕЦ работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	185,99	100,00 %
за общи оперативни разходи	129,74	69,76%
за разходи за амортизации	26,08	14,02%
за възвръщаемост	30,17	16,22%

VI. Определяне на цената на електрическата енергия произведена от биомаса от растителни и животински субстанции

Полезен живот на активите и разходи за амортизации

Полезният техникоикономически живот на активите е определен на 20 години, като разходите за амортизации са изчислени чрез прилагане на линеен метод и са в размер на:

1. ЕЦ с инсталирана мощност до 150 кВт – 35 хил.лв./год.;

2. ЕЦ с инсталирана мощност от 150 кВт до 1 МВт – 128 хил.лв./год.;
3. ЕЦ с инсталирана мощност от 1 МВт до 5 МВт – 926 хил.лв./год.;
4. ЕЦ с инсталирана мощност от 1 МВт до 5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 1 044 хил.лв./год.

Норма на възвръщаемост и структура на капитала

При определянето на цените е използвана целева норма на възвръщаемост на капитала в размер на 9.00 % и при целева структура на капитала 30 % собствен капитал и 70 % привлечен капитал.

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 ЕЦ с инсталирана мощност до 150 кВт – 9 230 лв.;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 МВт – 7 982 лв.;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт – 6 734 лв.;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7 594 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 ЕЦ с инсталирана мощност до 150 кВт – 6,9804 с€/кВтч;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 МВт -5,6255 с€/кВтч;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт – 3,4164 с€/кВтч;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 3,4164 с€/кВтч.
3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
 - За ЕЦ с инсталирана мощност до 150 кВт – 0,1231 с€/кВтч;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 МВт – 0,4703 с€/кВтч;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт – 0,5312 с€/кВтч;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 0,5312 с€/кВтч.
4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
 - За ЕЦ с инсталирана мощност до 150 кВт – 7,8297 с€/кВтч;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 МВт – 7,900 с€/кВтч;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт – 8,09 с€/кВтч.
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 8,09 с€/кВтч.
5. Полезен живот на активите – 20 години;
6. Средно годишната продължителност на работа на централата е 7 000 часа или годишна ангажираност – 79.91 %;
7. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 9.00 %;

Отчитайки влиянието на отделните елементи върху нивото на цената, преференциалните цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции са:

Цена и елементи на цената, в лв./МВтч, без ДДС	лв./МВтч	%
<i>ЕЦ до 150 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	432,81	100,00 %
за общи оперативни разходи	292,06	67,48%
за разходи за амортизации	71,43	16,50 %
за възвръщаемост	69,32	16,02%
<i>ЕЦ над 150 до 1 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	405,61	100,00 %
за общи оперативни разходи	273,74	67,49%
за разходи за амортизации	61,30	15,11%
за възвръщаемост	70,57	17,40 %
<i>ЕЦ над 1 МВт до 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	335,19	100,00 %
за общи оперативни разходи	227,58	67,90 %
за разходи за амортизации	49,99	14,92%
за възвръщаемост	57,61	17,18%
<i>ЕЦ над 1 МВт до 5 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</i>		
Цена, в т.ч.	348,61	100,00 %
за общи оперативни разходи	227,59	65,29%
за разходи за амортизации	56,39	16,17%
за възвръщаемост	64,63	18,54%

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

Полезен живот на активите и разходи за амортизации

Полезният техникоикономически живот на активите е определен на 20 години, като разходите за амортизации са изчислени чрез прилагане на линеен метод и са в размер на:

1. ЕЦ с инсталирана мощност до 150 кВт – 22 хил.лв./год.;
2. ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 МВт – 87 хил.лв./год.;
3. ЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт – 689 хил.лв./год.;

Норма на възвръщаемост и структура на капитала

При определянето на цените е използвана целева норма на възвръщаемост на капитала в размер на 9.00 % и при целева структура на капитала 30 % собствен капитал и 70 % привлечен капитал.

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 ЕЦ с инсталирана мощност до 150 кВт – 5 750 лв.;

- За ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 МВт – 5 359 лв.;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт 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 ЕЦ с инсталирана мощност до 150 кВт –6,92 с€/кВтч;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 МВт – 4,45 с€/кВтч;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт –4,45 с€/кВтч;
 3. Полезен живот на активите – 20 години;
 4. Средно годишната продължителност на работа на централата е 4 500 часа или годишна ангажираност – 51.37 %;
 5. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 9.00 %;

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 на отделните елементи върху нивото на цената, преференциалните цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена чрез индиректното използване на енергията от битови отпадъци са:

Цена и елементи на цената, в лв./МВтч, без ДДС	лв./МВтч	%
<i>ЕЦ до 150 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	263,83	100.00 %
за експлоатационните разходи	113,16	42,89%
за разходи за амортизации	70,99	26,91%
за възвръщаемост	79,68	30,20 %
<i>ЕЦ над 150 до 1 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	253,03	100.00 %
за експлоатационните разходи	113,06	44,68%
за разходи за амортизации	66,16	26,15%
за възвръщаемост	73,81	29,17%
<i>ЕЦ над 1 МВт до 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	243,86	100.00 %
за експлоатационните разходи	113,01	46,34%
за разходи за амортизации	61,81	25,35%
за възвръщаемост	69,03	28,31%

VIII. Определяне на цената на електрическата енергия произведена чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци

Полезен живот на активите и разходи за амортизации

Полезният техникоикономически живот на активите е определен на 20 години, като разходите за амортизации са изчислени чрез прилагане на линеен метод и са в размер на:

1. ЕЦ с инсталирана мощност до 150 кВт – 27 хил.лв./год.;
2. ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 МВт – 102 хил.лв./год.;
3. ЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт – 681 хил.лв./год.

Норма на възвръщаемост и структура на капитала

При определянето на цените е използвана целева норма на възвръщаемост на капитала в размер на 9.00 % и при целева структура на капитала 30 % собствен капитал и 70 % привлечен капитал.

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

1. Инвестиционни разходи на кВт в размер на:
 - За ЕЦ с инсталирана мощност до 150 кВт – 7 315 лв.;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 МВт – 6 239 лв.;
 - За ЕЦ 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 ЕЦ с инсталирана мощност до 150 кВт – 2,2533 с€ /кВтч;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 150 кВт до 1 МВт – 2,2533 с€ /кВтч;
 - За ЕЦ с инсталирана мощност над 1 МВт до 5 МВт – 2,2533 с€ /кВтч.
3. Полезен живот на активите – 20 години;
4. Средно годишната продължителност на работа на централата е 7 500 часа или годишна ангажираност – 85.62 %;
5. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 9.00 %;

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 на отделните елементи върху нивото на цената, преференциалните цени, по които продават производителите на електрическа енергия, произведена чрез индиректното използване на енергията от битови водо-канални отпадъци са:

Цена и елементи на цената, в лв./МВтч, без ДДС	лв./МВтч	%
<i>ЕЦ до 150 кВт</i>		
Цена, в т.ч.	158,05	100,00 %
за експлоатационните разходи	47,39	29,98%
за разходи за амортизации	52,44	33,18%
за възвръщаемост	58,22	36,84%
<i>ЕЦ над 150 до 1 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	132,05	100,00 %
за експлоатационните разходи	44,10	33,40 %
за разходи за амортизации	41,63	31,52%
за възвръщаемост	46,32	35,08%
<i>ЕЦ над 1 МВт до 5 МВт</i>		
Цена, в т.ч.	119,27	100,00 %
за експлоатационните разходи	47,39	39,74%
за разходи за амортизации	35,47	29,74%
за възвръщаемост	36,41	30,52%

Предвид гореизложеното и на основание § 8. ал. 1 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за енергията от възобновяеми източници (обн. ДВ, бр. 35 от 3 май 2011г.) във връзка с чл. 32 от ЗЕВИ,

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Определя, считано от 01.07.2011г. преференциална цена за продажба на електрическа енергия от възобновяеми източници и водноелектрически централи с инсталирана мощност до 10 МВт, без ДДС, както следва:

1. На микро водноелектрически централи (ВЕЦ) с инсталирана мощност до 200 кВт – 227.43 лв./МВтч;
2. На нисконапорни руслови ВЕЦ, деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад до 30 метра и инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт – 222.83 лв./МВтч;
3. На среднонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 30 до 100 метра и инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт – 186.87 лв./МВтч;
4. На високонапорни деривационни ВЕЦ, подязовирни ВЕЦ и деривационни ВЕЦ с годишен изравнител с нетен пад над 100 метра и инсталирана мощност над 200 кВт до 10 000 кВт – 179.04 лв./МВтч;
5. На тунелни деривации с годишен изравнител с инсталирана мощност до 10 000 кВт – 265.05 лв./МВтч;
6. На Микро ВЕЦ с помпи – 112.10 лв./МВтч;
7. На вятърни електрически централи работещи до 2 250 часа – 191.00 лв./МВтч;
8. На вятърни електрически централи работещи над 2 250 часа – 173.06 лв./МВтч;
9. На вятърни електрически централи работещи с асинхронен генератор с кафезен ротор – 137.06 лв./МВтч;
10. На електрически централи с фотоволтаични модули до 30 кВт р, монтирани на покриви и фасади – 605.23 лв./МВтч;
11. На електрически централи с фотоволтаични модули над 30 кВт р до 200 кВт р, монтирани на покриви и фасади – 596.50 лв./МВтч;
12. На електрически централи с фотоволтаични модули над 200 кВт р до 1 000 кВтр, монтирани на покриви и фасади – 583.77 лв./МВтч;
13. На електрически централи с фотоволтаични модули до 30 кВт р – 576.50 лв./МВтч;

14. На електрически централи с фотоволтаични модули над 30 кВт р до 200 кВт р – 567.41 лв./МВтч;
15. На електрически централи с фотоволтаични модули над 200 кВт р – 485.60 лв./МВтч;
16. На електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 МВт – 255.51 лв./МВтч;
17. На електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 МВт, с комбиниран цикъл – 282.15 лв./МВтч;
18. На електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 227.20 лв./МВтч.;
19. На електрически централи работещи с отпадъци от земеделски култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 195.03 лв./МВтч;
20. На електрически централи работещи с енергийни култури с инсталирана мощност до 5 МВт – 185.99 лв./МВтч;
21. На електрически централи до 150 кВт, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – 432.81 лв./МВтч;
22. На електрически централи над 150 кВт до 1 МВт, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – 405.61 лв./МВтч;
23. На електрически централи над 1 МВт до 5 МВт, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции – 335.19 лв./МВтч;
24. На електрически централи над 1 МВт до 5 МВт, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 348.61 лв./МВтч;
25. На електрически централи до 150 кВт, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци – 263.83 лв./МВтч;
26. На електрически централи над 150 кВт до 1 МВт, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци – 253.03 лв./МВтч;
27. На електрически централи над 1 МВт до 5 МВт, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови отпадъци – 243.86 лв./МВтч;

- 28. На електрически централи над 150 кВт, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци – 158.05 лв./МВтч;**
- 29. На електрически централи над 150 кВт до 1 МВт, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци – 132.05 лв./МВтч;**
- 30. На електрически централи над 1 МВт до 5 МВт, работещи чрез индиректно използване на енергията от битови водо-канални отпадъци – 119.27 лв./МВтч;**

Решението подлежи на обжалване в 14 (четирнадесет) дневен срок пред Върховния административен съд.

ПРЕДСЕДАТЕЛ: /п/

/АНГЕЛ СЕМЕРДЖИЕВ/

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР: /п/

/ЕМИЛИЯ САВЕВА/