

ПРОТОКОЛ

№ 119

София, 08. 06. 2015 година

Днес, 08.06.2015 г. от 10:00 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Николай Георгиев (без право на глас).

На заседанието присъстваха директорите Е. Маринова – директор „Правна“, И. Александров – началник на отдел „Ценово регулиране и лицензии – електропроизводство и топлоснабдяване“, Пл. Младеновски – началник на отдел „Ценово регулиране – електрически мрежи, търговия и пазари“ и експерти от КЕВР.

Установено бе, че няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса.

Докладват: Ивайло Александров, Мариела Цанкова, Елена Маринова Цветанка Камбурова, Венелин Баросов, Диана Николкова, Радостина Методиева, Стоил Манчев, Анелия Петрова

2. Проект за решение относно утвърждаване пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала”, считано от 01.07.2015 г.

Докладват: Ивайло Александров, Елена Маринова, Мариела Цанкова, Цветанка Камбурова, Георги Петров, Ана Иванова, Йовка Велчева, Диана Николкова, Мария Стефанова, Искра Иванова, Радослав Наков, Анелия Петрова, Юлиана Ангелова

3. Проект за решение относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика”

Докладват: Елена Маринова, Ирена Близнашка, Пламен Младеновски, Милен Трифонов, Румяна Цветкова, Мария Ценкова, Тонко Тонков, Юлиан Стоянов, Радостина Методиева, Деница Лефтерова, Петя Георгиева

По т.1. Комисията разгледа доклад относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса

В изпълнение на Заповед № 3-Е-77 от 02.04.2015 г. е назначена работна група, която да извърши проучване на данните и документите, свързани с определянето на преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници, с изключение на енергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW, както и актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса.

В резултат от извършения анализ е установено следното:

Съгласно чл. 18, ал. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) производството на електрическа енергия от възобновяеми източници се насърчава по начините, посочени в същата разпоредба, в т.ч. и чрез определяне на преференциални цени. В тази връзка, по силата на чл. 32, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ, Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) ежегодно до 30 юни определя преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, с изключение на енергията, произведена от водноелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW. Разпоредбата на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ подробно посочва критериите и ценообразуващите фактори, които се отчитат при определяне на преференциалните цени 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 (ЗЕ), 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. (НРЦЕЕ), която регламентира условията и редът за образуване на преференциалните цени.

В §54 от Преходните и заключителни разпоредби към Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ), обн., ДВ, бр. 17 от 2015 г., в ЗЕВИ е предвидено, че част от насърченията за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, в това число и определянето на преференциална цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, не се прилагат за енергийните обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, които са въведени в експлоатация след влизането в сила на ЗИД на ЗЕ – 06.03.2015 г.

По смисъла на цитираната по-горе разпоредба, посочените ограничения не се прилагат за енергийните обекти по чл. 24, т. 1 и т. 3 от ЗЕВИ, а именно:

- с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизираните територии;

- с инсталирана електрическа мощност до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, и с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони.

Въз основа на всичко гореизложено, КЕВР следва да определи преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от енергийните обекти, посочени в разпоредбата на чл. 24, т. 1 и т. 3 от ЗЕВИ.

На следващо място, съгласно изискванията на чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ, КЕВР ежегодно до 30 юни, актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, отразяващ изменението на стойността на разходите за суровини за производство на енергия, разходите за горива за транспорт и разходите за труд и работна заплата.

Общи принципи при определянето на преференциалните цени

При определянето на преференциалните цени за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници се прилагат критерии, валидни за всички възобновяеми източници, както следва: видът на възобновяемия източник, наличният ресурс на първичния енергиен източник, видът на технологията, големината на инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията (арг. от чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ и чл. 19, ал. 2 от НРЦЕЕ).

Основните ценообразуващи фактори, които са взети предвид при определяне на цените на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, са размерът на инвестиционните разходи, включително разходите за присъединяване към съответната преносна или разпределителни мрежи, нивото на експлоатационните разходи, капиталовите разходи, в т.ч. разходите за амортизация, определени на основата на среден полезен технико-икономически живот на активите и възвращаемост.

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

В изпълнение чл. 32, ал. 4 от ЗЕВИ е актуализирана и преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението в стойността на ценообразуващите елементи, като разходи за суровини за производство, разходите за горива за транспорта и разходите за труд и работна заплата, които са част от експлоатационните разходи.

При определянето на цените на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници са използвани данни от IRENA (International Renewable Energy Agency); European Commission Institute for Energy and transport, Joint Research Centre - PV Status report– November 2014; Fraunhofer Institute for Wind energy and Energy System Technology (IEE Project Biogas IN – Guideline for financing agricultural biogas projects Training material for biogas investors); Cost of Producing at dairy Farms in the Netherlands; Economy of biogas installation; World Energy Council 2013 – Cost of Energy Technologies;

Technology Data for Energy Plants, както и други източници на информация, посочени в настоящия доклад.

Ценообразуващи елементи

1. Инвестиционни разходи

Размерът на инвестиционните разходи за всички видове възобновяеми източници 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 2012 г., 2013 г. и разходи за 2014 г. за изграждане на нови електрически централи, произвеждащи електрическа енергия от възобновяеми източници в страните членки на Европейския съюз (ЕС), съгласно източниците на информация, посочени в настоящия доклад.

2. Инфлация

При определянето на преференциалните цени за изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници, с изключение на цените на електрическата енергия, произведена от биомаса, в размера на експлоатационните разходи, необходими за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, за целия период на задължително изкупуване е включена прогнозна инфлация от 2%. Приетият размер на прогнозна инфлация е обоснован от прогнозните данни на Европейската централна банка и от макроикономическите прогнози, заложен в актуализираната средносрочна бюджетна прогноза за периода 2016 г. - 2018 г., приета с Решение № 267 от 23.04.2015 г. на Министерския съвет на Република България. Прогнозната средна хармонизирана инфлация за 2016 г., заложена в средносрочната бюджетна прогноза за периода 2016 - 2018 г., е 1.8%, като се предвижда нейното повишаване в размер до 2% през 2018 г.

3. Норма на възвръщаемост на капитала и структура на капитала

При определянето на преференциалните цени за изкупуване на електрическата енергия от възобновяеми източници е икономически обосновано 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 подход при изпълнение на регулаторните правомощия на КЕВР е свързано с прилагането на принципите по чл. 23 от ЗЕ, в частност принципът за осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия. От друга страна, при реалното прилагане на определените преференциални цени, всеки инвеститор има възможност да постигне различна доходност в зависимост от индивидуалното управление на инвестиционния проект.

При прилагане на метода за оценка на капиталовите активи за определяне нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане са използвани следните параметри: дългосрочен лихвен процент за оценка степента на конвергенция, пазарната рискова премия, бета коефициент на активите и цената на привлечения капитал. В резултат от направените оценка и анализ на посочените параметри се установява, че нивото на нормата на възвръщаемост от 7% следва да остане непроменено при запазване и на структурата на капитала 30/70 (собствен/привлечен) с оглед осигуряване на стабилност на

инвестиционния процес за електрически централи с по-дълъг период на изграждане. Извършена е и оценка на инвестиционния риск при производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, която подлежи на задължително изкупуване от обществения доставчик или крайните снабдители.

4. Средногодишна продължителност на работа на електрическите централи

При определяне на средногодишната продължителност на работа на фотоволтаичните електрически централи са използвани данни, предоставени от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР) с писмо с вх. № Е-04-13-4 от 11.05.2015 г., като са отчетени нетните пълни ефективни часове по общини и региони в Република България за 2014 г. Осреднените стойности за фотоволтаични електрически централи в страната са, както следва:

- Югоизточен район – 1310,5 часа;
- Югозападен район – 1340,75 часа;
- Югоцентрален район – 1363 часа;
- Североизточен район – 1243,25 часа;
- Северозападен район – 1255,8 часа;
- Североцентрален район – 1340,585 часа.

Въз основа на горната информация, за 2014 г. за Република България са изчислени осреднени пълни ефективни часове на работа на фотоволтаичните електрически централи в размер на 1460 часа. Пълните ефективни часове са изчислени на база специфичната производителност на електрическата енергия 1 kWh/kWp при взети в предвид собствените нужди на електрическата централа от 3,7 % и стареене на фотоволтаични модули в размер от 18 % в 25 годишен период, полезния технико-икономически живот на фотоволтаични модули.

При определянето на средногодишната продължителност на работа на централите с инсталирана електрическа мощност до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, е използвана цитираната по-горе информация, предоставена от АУЕР, за отчетени нетни пълни ефективни часове за 2014 г. в размер на 6975 часа. Пълните ефективни часове от 7500 часа са изчислени на база специфичната производителност на електрическата енергия 1 kWh/kWp при взети в предвид собствените нужди на електрическата централа от 7 %. Предвид факта, че към момента няма присъединени електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW, които произвеждат електрическа енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство и които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, за същите са предвидени 6500 часа, които са определени въз основа на данни, съдържащи се в инвестиционни предложения от 2014 г. Пълните ефективни часове от 7200 часа са изчислени на база специфичната производителност на електрическата енергия 1 kWh/kWp при взети в предвид собствените нужди на електрическата централа от 10 %.

5. Размер на експлоатационни разходи

Допустимите експлоатационни разходи са свързани с експлоатацията и поддръжката на съоръженията съобразно съответните технически стандарти. Те се формират основно от разходи за ремонт и поддръжка, застраховки, разходи за почистване и др., които са осреднени за периода на изчислената анюитетна цена съгласно източниците на

информация, посочени в настоящия доклад. Размерът на експлоатационните разходи е определен като процент от инвестиционните разходи.

Разходите за поддръжка в действащите цени на електрическата енергия, произведена от фотоволтаични електрически централи, които включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., представляват в годишен план 0.5% от инвестиционните разходи до 5^{та} година от експлоатацията включително. От 5^{та} до 20^{та} година от експлоатацията, разходите за поддръжка нарастват на 1.3%.

Разходите за поддръжка в действащите цени на електрическата енергия, произведена от биомаса, които включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., представляват в годишен план 1% от инвестиционните разходи до 5^{та} година от експлоатацията включително. От 5^{та} до 20^{та} година от експлоатацията, разходите за поддръжка нарастват на 4%. При ценообразуването на електрическата енергия от биомаса, делът на животинската субстанция в суровината е 55%, като на растителната маса е 45%. Пазарните цени, заложиени в ценообразуването, са 7 €/t (13,69лв./т) на животинската субстанция при 38 €/t (74 лв./т) на растителната маса. При инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство(100% растителни отпадъци), са приети разходи за суровина в размер на 5 €/t (9,78 лв./т).

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

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

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

Инвестиционни разходи на kWp в размер на:

–с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии - 2738лв./kWp;

–с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии - 2543лв./kWp.

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:

–с обща инсталирана мощност до 5 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към

електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 21, 90лв./МВтч;

–с обща инсталирана мощност над 5 kWp до 30 kWp включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии – 20,33 лв./МВтч.

3. Полезен живот на активите – 20 години.
4. Инфлация на експлоатационните разходи – 2%.
5. Средногодишната продължителност на работа на централата е 1 460 часа.
6. Средно претеглена норма на възвръщаемост – 7%.

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи е обосновано преференциалните цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от фотоволтаични електрически централи с обща инсталирана мощност до 30 kW включително, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии, да бъдат определени в размери, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч, без ДДС	%
<i>ФтЕЦ с инсталирана мощност до 5 kW, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии</i>		
Цена, в т.ч.	203,76	100,00%
за експлоатационните разходи	21,90	10,75%
за разходи за амортизации	103,49	50,79%
за възвръщаемост	78,37	38,46%
<i>ФтЕЦ с инсталирана мощност над 5 Kw до 30 kW, които се предвижда да бъдат изградени върху покривни и фасадни конструкции на присъединени към електроразпределителната мрежа сгради и върху недвижими имоти към тях в урбанизирани територии</i>		
Цена, в т.ч.	189,20	100,00%
за експлоатационните разходи	20,33	10,75%
за разходи за амортизации	96,10	50,79%
за възвръщаемост	72,77	38,46%

II. Определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони.

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

1. Инвестиционни разходи на kW в размер на:
 - за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 10757 лв./kW;
 - за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 7823 лв./kW.
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 електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 54.244лв./МВтч;
 - за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 65.247 лв./МВтч.
3. Разходи за работни заплати, които са елемент от експлоатационните разходи, в размер на:
 - за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 57.971 лв./МВтч;
 - за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 36.23 лв./МВтч.
4. Разходи за горива на транспорта в размер на:
 - за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 4.93 лв./МВтч;
 - за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 5.95 лв./МВтч.
5. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
 - за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 149.669 лв./МВтч.
 - за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 180.63 лв./МВтч.
6. Средногодишна продължителност на работа на централата – 7500 часа.
7. Средно претеглена норма на възвращаемост – 7 %

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи е обосновано преференциалните цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 1,5 MW, за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 50 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, да бъдат определени в размери, както следва:

Цена и елементи на цената, в лв./МВтч, без ДДС	лв./МВтч	%
<i>Електрически централи до 500kW</i>		
Цена, в т.ч.	403,16	100,00%
за експлоатационните разходи	266,82	66,18%
за разходи за амортизации	77,11	19,13%
за възвръщаемост	59,23	14,69%
<i>Електрически централи над 500kW до 1,5 MW</i>		
Цена, в т.ч.	387,40	100,00%

за експлоатационните разходи	288,07	74,36%
за разходи за амортизации	56,08	14,48%
за възвръщаемост	43,25	11,16%

III. Определяне на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони.

Техническите и икономическите параметри, които оказват влияние върху цената на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, са следните:

1. Инвестиционни разходи на kW в размер на:

– за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 7237 лв./kW.

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 електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 61.41 лв./МВтч.

3. Разходи за работни заплати, които са елемент от експлоатационните разходи, в размер на:

– за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 15.548 лв./МВтч.

4. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 12.647 лв./МВтч.

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

– за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 83.43 лв./МВтч.

9. Средногодишна продължителностна работа на централата – 7200 часа.

10. Средно претеглена норма на възвръщаемост – 7 %.

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи е обосновано преференциалната цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от електрически централи с инсталирана електрическа мощност до 500 kW за производство на енергия с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, да бъде определена в размер, както следва:

Цена и елементи на цената, в лв./МВтч, без ДДС	лв./МВтч	%
<i>Електрически централи до 500 kW</i>		

Цена, в т.ч.	271,40	100,00%
за експлоатационните разходи	173,04	63,76%
за разходи за амортизации	55,65	20,51%
за възвръщаемост	42,71	15,74%

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

Цените на електрическата енергия, произведена от биомаса и определени с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г., Решение № Ц-35 от 27.10.2011 г., Решение № Ц-18 от 28.06.2012 г., Решение № Ц-19 от 28.06.2013 г., Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. и Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. на КЕВР, се актуализират 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. Следва да се има предвид, че актуализация се извършва на цени, които се прилагат за производители, присъединени към момента на действие на съответното решение за определяне на преференциална цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници.

Съгласно чл. 32, ал. 6 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за суровините за производство на електрическа енергия от биомаса се определя от КЕВР, като се вземат предвид определените и обявени от министъра на земеделието и храните годишни индекси за изменение на цените на тези суровини. За целите на ценообразуването с писма изх. № Е-03-13-3 от 20.04.2015 г. и № Е-03-13-3 от 14.05.2015 г. от Министерството на земеделието и храните (МЗХ) е изисквана информация за годишните индекси за изменение на цените на суровини за производство на електрическа енергия от биомаса за 2014 г. В отговор на запитването е постъпило писмо с вх. № Е-03-13-3 от 14.05.2015 г., с което МЗХ информира, че не разполага с данни за годишните индекси за изменение на цените на суровините. В тази връзка са взети предвид данни, съдържащи се в писмо с вх. № Е-03-13-4 от 12.12.2014 г. на заместник – министърът на земеделието и храните, с което на КЕВР е предоставена информацията относно цената на дървесината по категории (едра, средна, дребна, в т. ч. дървесина за технологична преработка и дърва за огрев) и по вид дървесина (иглолистна и широколистна) за периода м. януари 2014 г. – м. септември 2014 г. Посочените в писмото данни отразяват продажбите на добитата дървесина от горските територии – държавна собственост и са, както следва:

Категории	Иглолистна дървесина, цена без ДДС (лв./м³)	Широколистна дървесина, цена без ДДС (лв./м³)
едра	108,76	81,05
средна	55,68	59,13
дребна	48,82	56,29
в т.ч. дървесина за технологична преработка	47,41	58,10
в т. ч. дърва за огрев	42,76	59,30

Посоченото по-горе писмо съдържа данни относно цените на дървата за огрев и на дървесината за технологична обработка, но не съдържа данни относно цената на дървесните остатъци и отпадъци, формиращи биомасата. В тази връзка следва да се има предвид, че по смисъла на § 1, т. 2 от Допълнителните разпоредби на ЗЕВИ, „биомаса” е

биологично разграждаща се част от продукти, отпадъци и остатъци от биологичен произход от селското стопанство (включително растителни и животински вещества), горското стопанство и свързаните с тях промишлености, включително рибно стопанство и аквакултури, както и биологично разграждаща се част от промишлени и битови отпадъци.

Предвид горното, с Решение № Ц-1 от 28.01.2015 г. Комисията е приела за икономически обосновано ценообразуваният елемент „разходи за суровини“ да бъде в размер на **46 лв./тон**. Посочената цена на суровината е определена след извършен анализ на разходите за биомаса въз основа на платежни документи, издадени на производител, чиято електрическа централа работи със суровини от отпадна дървесина от индустрията, както е въз основа на извършен пазарен анализ на дървесните остатъци в региона на Родопите и експертна оценка на разходите, от които е установено следното:

- цена на дървесни остатъци при преработката на дървесни трупи- капаци, изрезки и др. до енергийното предприятие - **11 лв./непълтен куб.м.**, по данни от фактури за реално извършени плащания с доставчици;

- експертна оценка на стойността на 1 пътен кубически метър капаци, изрезки и др. - **11 лв./непълтен куб.м. x 2,2* = 24,2 лв./пътен куб.м.** (*съгласно справочни данни от Правна рамка за използването на биомасата в страните от Европейския съюз и Р България - 1 куб.м. дърва за огрев ~ 0,5 куб.м. пътна дървесина);

- цена на тон дървесни остатъци - **24,2 лв./пътен куб.м. x 1,92 куб.м./тон = 46,46 лв./тон.**

Съгласно чл. 32, ал. 7 от ЗЕВИ процентът на изменение на разходите за горива за транспорт 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 май 2014 г. средните цени на горивата са 2,56 лв./л. за дизелово гориво и 2,52 лв./л. за бензин А95Н, като към май 2015 г. средните цени на горивата са 2,35 лв./л. за дизелово гориво и 2,29 лв./л. за бензин А95Н. Процентното изменение за дизела е - 8,2 %, като за бензина това е -9,13 % . От горното следва, че средното процентно изменение на горивата е -8,66 %.

Съгласно изискванията на чл. 32, ал. 8 от ЗЕВИ, с писма изх. № Е-04-24-4 от 20.04.2015 г. и № Е-04-24-4 от 14.05.2015 г. КЕВР е изисквала информация от Националния статистически институт (НСИ) относно процента на изменение на разходите за труд и работна заплата за предходната календарна година. Предвид факта, че от страна на НСИ не е изпратен отговор, с оглед получаване на актуална информация относно горните ценообразувачи елементи, е използвана информацията, публикувана на интернет страницата на НСИ, видно от която изменението на средната годишна работна заплата на наетите по трудово и служебно правоотношение спрямо предходната календарна година е 1,1 %.

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

I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, определена с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., т. I.35.

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

- за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 93,18 лв./МВтч
- 2. Разходи за работни заплати в размер на:
 - за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 38,81 лв./МВтч.
- 3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
 - за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,03 лв./МВтч.
- 4. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
 - За електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 157 лв./МВтч.
- 5. Средногодишната продължителност на работа на централата е 7 000 часа.
- 6. Средно претеглена норма на възвръщаемост 7 %.

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи е обосновано преференциалната цена за изкупуване на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, да бъде определена в размер, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия</i>		
Цена, в т.ч.	447,36	100,00%
за експлоатационните разходи	296,02	66,17%
за разходи за амортизации	82,62	18,47%
за възвръщаемост	68,73	15,36%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, определена с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., т. I.37.

1. Експлоатационни разходи (в т. ч разходи за опазване на околна среда, материали и др. експлоатационни разходи свързани с производствения процес) в размер на:
 - за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 96,52 лв./МВтч.
2. Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:
 - за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 48,24 лв./МВтч.

3. Разходи за горива на транспорта в размер на:
 - за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,57 лв./МВтч.
4. Разходи за работни заплати в размер на:
 - за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,58 лв./МВтч.
5. Средногодишната продължителност на работа на централата е 7 000 часа.
6. Полезен живот на активите – 20 години.
7. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7 %.

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи е обосновано преференциалната цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, да бъде определена в размер, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	350,31	100,00%
за експлоатационните разходи	166,91	47,65%
за разходи за амортизации	100,35	28,64%
за възвръщаемост	83,05	23,71%

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

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, определени с Решение Ц-19 от 28.06.2013 г., т. I.27, т. I.28 и т. I.29, последно актуализирани с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., в частта по т. II.1, т. II.2 и т. II.3.

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

- За електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 44,00 лв./МВтч;
- за електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 55 лв./МВтч;

– за електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 41,02 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 електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 6,7 лв./МВтч;

–за електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 6,24 лв./МВтч;

–за електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 6,21 лв./МВтч.

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

– за електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 42,78 лв./МВтч;

– за електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 39,89 лв./МВтч;

– за електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 39,70 лв./МВтч;

4. Разходи за работни заплати в размер на:

– за електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 16,99 лв./МВтч;

– за електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 16,97 лв./МВтч;

– за електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност над 5 MW – 4,69 лв./МВтч.

5. Средно претеглена норма на възвръщаемост 7.00 %.

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи е обосновано преференциалните цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, да бъдат определени в размер, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДС)	%
<i>Електрически централи до 5 MW</i>		

Цена, в т.ч.	203,18	100,00%
за експлоатационните разходи	110,47	54,37%
за разходи за амортизации	50,71	24,96%
за възвръщаемост	42,00	20,67%
<i>Електрически централи до 5 MW, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	233,96	100,00%
за експлоатационните разходи	118,10	50,48%
за разходи за амортизации	63,38	27,09%
за възвръщаемост	52,47	22,43%
<i>Електрически централи над 5 MW</i>		
Цена, в т.ч.	177,95	100,00%
за експлоатационните разходи	91,63	51,49%
за разходи за амортизации	47,27	26,56%
за възвръщаемост	39,06	21,95%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, определена с Решение Ц-19 от 28.06.2013 г., т. I.35, последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., в частта по т. II.4

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

– за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 93,18 лв./МВтч.

2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,09 лв./МВтч.

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

– за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 158,34 лв./МВтч.

4. Разходи за работни заплати в размер на:

– за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 43,25 лв./МВтч.

5. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7.00 %.

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи е обосновано преференциалната цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, с

комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, да бъде определена в размер, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия		
Цена, в т.ч.	453,25	100,00%
за експлоатационните разходи	301,86	66,60%
за разходи за амортизации	82,62	18,23%
за възвръщаемост	68,76	15,17%

III. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, определена с Решение Ц-19 от 28.06.2013 г., т. I.32.

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

– електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW за производство на електрическа и топлинна енергия –68,21 лв./МВтч.

2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW за производство на електрическа и топлинна енергия –5,83 лв./МВтч.

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

– електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW за производство на електрическа и топлинна енергия – 130,18 лв./МВтч.

4. Разходи за работни заплати в размер на:

– електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW за производство на електрическа и топлинна енергия – 62,13 лв./МВтч.

5. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7.00 %

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи е обосновано преференциалната цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, да бъде определена в размер, както следва:

Цена и елементи на цената	лв./МВтч (без ДДС)	%
Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции		
Цена, в т.ч.	453,18	100,00%
за експлоатационните разходи	266,35	58,77%
за разходи за амортизации	102,15	22,54%
за възвръщаемост	84,68	18,69%

IV. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, определена с Решение Ц-19 от 28.06.2013 г., т. 37.

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

– за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 96.52 лв./МВтч;

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

– за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 85.76лв./МВтч.

3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6.57 лв./МВтч;

4. Разходи за работни заплати в размер на:

– за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,60 лв./МВтч.

5. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7.00 %

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи е обосновано преференциалната цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство, да бъде определена, както следва:

Цена и елементи на цената, в лв/МВтч, без ДДС	лв/МВтч	%
<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	387,85	100,00%
за експлоатационните разходи	204,46	52,72%
за разходи за амортизации	100,35	25,87%
за възвръщаемост	83,05	21,41%

**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 електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична

газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбинирано производство, определена с Решение № Ц-18 от 28.06.2012 г., т. I.33, последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., в частта по т. III.1.

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

– за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 112,22 лв./МВтч;

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

– за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 41,23 лв./МВтч.

3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,45 лв./МВтч;

4. Разходи за работни заплати в размер на:

– за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,59 лв./МВтч.

5. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 7.00 %

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи е обосновано преференциалната цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбинирано производство, да бъде определена в размер, както следва:

Цена и елементи на цената, в лв./МВтч, без ДДС	лв./МВтч	%
<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбинирано производство</i>		
Цена, в т.ч.	359,03	100,00%
за експлоатационните разходи	175,50	48,88%
за разходи за амортизации	100,35	27,95%
за възвръщаемост	83,19	23,17%

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

I. Актуализиране на преференциалните цени на електрическата енергия произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, определени с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г., т. 16 и т. 17,

последно актуализирани с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., в частта по т. IV.1. и т. IV.2.

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

- за електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 43,67 лв./МВтч;
- за електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 47,23 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 електрически централи работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 9,17 лв./МВтч;
- за електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 8,55 лв./МВтч;

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

- за електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 58,56 лв./МВтч;
- за електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 54,61 лв./МВтч;

4. Разходи за работни заплати в размер на:

- за електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW – 16,97 лв./МВтч;
- за електрически централи, работещи с биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци (комбинирано производство) с инсталирана мощност до 5 MW – 16,96 лв./МВтч;

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи е обосновано преференциалните цени за изкупуване на електрическа енергия, произведена от биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци с инсталирана мощност до 5 MW, да бъдат определени, както следва:

Цена и елементи на цената, в лв/МВтч, без ДДС	лв/МВтч	%
--	---------	---

<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци</i>		
Цена, в т.ч.	233,07	100,00%
за експлоатационните разходи	128,37	55,08%
за разходи за амортизации	50,71	21,76%
за възвръщаемост	54,00	23,17%
<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез биомаса, получена от дървесни остатъци, биомаса, получена от прочистване на гори, горско подрязване и други дървесни отпадъци, с комбиниран цикъл</i>		
Цена, в т.ч.	258,10	100,00%
за експлоатационните разходи	127,35	49,34%
за разходи за амортизации	63,38	24,56%
за възвръщаемост	67,37	26,10%

II. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции - т. 22 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г., последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., в частта по т. IV.3.

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

– за електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 110,58 лв./МВтч.

2. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– за електрически централи с инсталирана мощност от 150 kW до 1 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 7,09 лв./МВтч.

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

– за електрически централи с инсталирана мощност от 150 kW до 1 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 159,37 лв./МВтч.

4. Разходи за работни заплати в размер на:

– за електрически централи с инсталирана мощност от 150 kW до 1 МВт с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 39,11 лв./МВтч.

5. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 9.00 %.

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи е обосновано преференциалната цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции, да бъде определена, както следва:

Цена и елементи на цената, в лв/МВтч, без ДДС	лв/МВтч	%
<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 150 kW до 1 MW, работещи чрез индиректно използване на биомаса от растителни и животински субстанции</i>		
Цена, в т.ч.	432,17	100,00%
за експлоатационните разходи	316,15	73,15%
за разходи за амортизации	55,73	12,90%
за възвръщаемост	60,29	13,95%

АКТУАЛИЗИРАНЕ НА ПРЕФЕРЕНЦИАЛНАТА ЦЕНА НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ, ПРОИЗВЕДЕНА ОТ ВЪЗОБНОВЯЕМИ ИЗТОЧНИЦИ ЧРЕЗ ТЕРМИЧНА ГАЗИФИКАЦИЯ НА БИОМАСА И/ИЛИ БИОРАЗГРАДИМИ ФРАКЦИИ, С КОМБИНИРАНО ПРОИЗВОДСТВО, ОПРЕДЕЛЕНА С РЕШЕНИЕ Ц-35 ОТ 27.10.2011 г.

I. Актуализиране на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл, определена с Решение Ц-35 от 27.10.2011 г., т. 2, последно актуализирана с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., в частта по т. IV.4.

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

– за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 121,16 лв./МВтч;

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

– за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, с комбиниран цикъл – 41,21 лв./МВтч.

3. Разходи за горива на транспорта в размер на:

– за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 6,45 лв./МВтч;

4. Разходи за работни заплати в размер на:

– за електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия – 15,58 лв./МВтч.

5. Среднопретеглена норма на възвръщаемост 9.00%.

При отчитане на влиянието на горните ценообразуващи елементи е обосновано преференциалната цена за изкупуване на електрическа енергия, произведена от електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл, следва да бъде определена, както следва:

Цена и елементи на цената, в лв/МВтч, без ДДС	лв/МВтч	%
<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 5 MW, работещи чрез термична газификация на биомаса и/или биоразградими фракции от промишлени и битови отпадъци, с комбиниран цикъл</i>		
Цена, в т.ч.	391,80	100,00%
за експлоатационните разходи	184,40	47,06%
за разходи за амортизации	100,35	25,61%
за възвръщаемост	107,05	27,32%

Изказвания по т.1:

И.Александров каза, че в първия вариант на доклада са посочени ефективните нетни часове като ценообразуващ елемент, които за фотоволтаичните централи са 1309 часа. Трябва да се обясни разликата между brutните и нетните и разликата с първия вариант на доклада. На стр. 4. в раздел „Средногодишна продължителност на работа на електрическите централи“ са посочени данни, взети от АУЕР, за нетните часове в различни региони на страната. При осредняване на тези часове излиза 1309 часа. За да се направи изчислението на самата цена се тръгва отзад напред, т.е. колко биха били brutните часове, при които трябва номиналната мощност да бъде използвана, при наличие на собствени нужди и понижаване на мощността на инсталацията в периода на експлоатацията, така че нетните часове да бъдат 1309. В този вариант на доклада са показани 1460 часа brutни часове, които са в основата на т.н. нетни часове 1309.

Нетните часове са изчислени по следния начин: цялата енергия нето, която се продава за 20 годни, може да се намери средногодишно енергията за всяка една от годините, тази средна енергия, разделена на номиналната мощност на самата инсталация, така се получават тези нетни часове. Тези нетни часове изпълняват ролята на специфично производство на един киловат инсталирана мощност. По тези нетни часове цените трябва да се прилагат отгук-нататък.

В.Баросов каза, че единствената корекция, която е направена, това е на стр.4, където са пълните ефективни часове, изчислени на базата на специфичната производителност, т.е КВтч за киловат пик. Взети са предвид собствените нужди, в този размер на 3,7, времето на фотоволтаичния панел в 25 годишен период – 18%.

Втората промяна – за пълните ефективни часове от 7500 часа, това са за индиректно производство на биомаса, и пълните ефективни часове до 500 КВт, също индиректно производство, което е 7200 пълни ефективни часове. Тези корекции са направени и на стр.5, стр.7, стр.8.

Иван Н.Иванов каза, че направените промени засягат само тези ВИ, които и след промените в ЗЕ от 6 март тази година, за тях се определят преференциални цени. Това са малки по мощност, основно покривни конструкции на соларни инсталации и инсталации на биомаса.

Е.Хаританова направи уточнение, че според нея в ЗЕВИ трябва да се направи изменение, касаещо биомасата с оборски тор и на тези, които преработват битови отпадъци.

Иван Н.Иванов каза, че измененията, които се правят сега, ще имат сериозно отражение върху ценовия модел за енергията от ВИ. Предложеното от работната група е напълно обосновано.

Е.Маринова уточни, че не се провежда открито заседание, защото не се разглеждат заявления на дружества, а инициативата е на Комисията. Цените са по чл.14 от ЗЕ.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 32, ал. 1, т. 1 и ал. 4 от Закона за енергията от възобновяеми източници, както и чл. 14, ал. 1 от Закона за енергетиката, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклада на работната група относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и актуализация на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от биомаса;
2. Насрочва обществено обсъждане на доклада по т.1 на 12.06.2015 г. от 10:00 ч.;
3. За участие в общественото обсъждане да бъдат поканени представители на заинтересованите лица;
4. Докладът по т.1, датата и часът на общественото обсъждане по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

Решението е взето със седем гласа „за”, от които четири гласа на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията разгледа **проект за решение** относно утвърждаване пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала” както следва:

ПРОЕКТ

РЕШЕНИЕ

№ Ц -
от2015 г.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 3 и т. 4, чл. 33, чл. 36а, ал. 2 от Закона за енергетиката, чл. 2, т. 1 и т. 2, чл. 3, ал. 2, т. 1, чл. 32, ал. 1 от Наредба № 5 от 23.01.2014 г. за регулиране на цените на топлинната енергия, чл. 2, т. 2, чл. 4, ал. 2, т. 1, чл. 25, чл. 47, ал. 1 и чл. 53 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Указания за образуване на цените на топлинната енергия и на електрическата енергия от комбинирано производство при регулиране чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала”, приети с решение по Протокол № 95 от 25.05.2015 г., т. 3 на Комисията,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Считано от 01.07.2015 г., утвърждава пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала”, както следва:

1. За „Топлофикация София” ЕАД:

- 1.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 214,07 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 134,07 лв./MWh;
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 80,00 лв./MWh
- 1.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 74,24 лв./MWh
- 1.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ - 72,01 лв./MWh;
- 1.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 1.1, т. 1.2 и т.1.3:
 - Необходими годишни приходи – 507 480 хил. лв., в т. ч.:
 - o Разходи – 489 369 хил. лв., от които условно-постоянни - 88 115 хил. лв. и променливи - 401 254 хил. лв.;
 - o Регулаторна база на активите – 453 912 хил. лв.;
 - o Норма на възвръщаемост – 3,99%.
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 836 550 MWh.
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 3 968 589 MWh.
 - Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./knm³.

2. За „ЕВН България Топлофикация” ЕАД, гр. Пловдив:

- 2.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 187,06 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 127,06 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 60,00 лв./MWh
- 2.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 68,64 лв./MWh
- 2.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с гореща вода (без ДДС) за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ – 67,64 лв./MWh
- 2.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 2.1, т. 2.2 и т. 2.3:
 - Необходими годишни приходи – 70 818 хил. лв., в т. ч.:
 - o Разходи – 64 396 хил. лв., от които условно-постоянни – 19 739 хил. лв. и променливи – 44 657 хил. лв.;
 - o Регулаторна база на активите – 156 258 хил. лв.
 - o Норма на възвръщаемост – 4,11%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 298 200 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 219 100 MWh
 - Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./knm³.

3. За „Топлофикация Плевен” ЕАД:

- 3.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 193,95 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 133,95 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 60,00 лв./MWh
- 3.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 41,63 лв./MWh
- 3.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 58,78 лв./MWh
- 3.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 3.1, т. 3.2 и т. 3.3:

- Необходими годишни приходи – 71 939 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 69 190 хил. лв., от които условно-постоянни – 12 467 хил. лв. и променливи – 56 723 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 51 195 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,37%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 308 400 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 23 000 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 190 000 MWh
- Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./kNm³.

4. За „Топлофикация Бургас” ЕАД:

- 4.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 181,75 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 121,75 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 60,00 лв./MWh
- 4.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 51,14 лв./MWh
- 4.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 4.1 и т. 4.2:
 - Необходими годишни приходи – 28 588 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 27 978 хил. лв., от които условно-постоянни – 5 556 хил. лв. и променливи – 22 422 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 13 203 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,62%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 118 341 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 138 432 MWh
 - Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./kNm³.

5. За „Далкия Варна” ЕАД:

- 5.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 205,27 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 145,27 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 60,00 лв./MWh
- 5.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 70,02 лв./MWh
- 5.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 5.1 и т. 5.2:
 - Необходими годишни приходи – 17 563 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 16 417 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 367 хил. лв. и променливи – 12 050 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 28 996 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 3,95%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 65 210 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 59 655 MWh
 - Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./kNm³.

6. За „Топлофикация Враца” ЕАД:

- 6.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 213,05 лв./MWh, в т. ч.:

- индивидуални разходи за единица енергия – 153,05 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 60,00 лв./MWh
- 6.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 77,88 лв./MWh
- 6.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 6.1 и т. 6.2:
- Необходими годишни приходи – 18 578 хил. лв. , в т. ч.:
 - Разходи – 17 927 хил. лв., от които условно-постоянни – 4 184 хил. лв. и променливи – 13 743 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 12 921 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,04%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 57 263 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 81 905 MWh.
 - Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./kNm³.

7. За „Топлофикация ВТ” АД, гр. Велико Търново:

- 7.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 232,26 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 157,26 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 75,00 лв./MWh
- 7.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 83,12 лв./MWh
- 7.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 7.1 и т. 7.2:
- Необходими годишни приходи – 7 170 хил. лв. , в т. ч.:
 - Разходи – 7 039 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 505 хил. лв. и променливи – 5 534 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 978 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,59%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 21 130 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 21 551 MWh.
 - Цена на природен газ на „Овергаз мрежи“ АД – 616,14 лв./kNm³ и цена на биомаса - 105 лв./t.

8. За „Топлофикация-Разград“ ЕАД:

- 8.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 196,56 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 136,56 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 60,00 лв./MWh
- 8.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 77,03 лв./MWh
- 8.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 8.1 и т. 8.2:
- Необходими годишни приходи – 5 891 хил. лв. , в т. ч.:
 - Разходи – 5 675 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 503 хил. лв. и променливи – 4 172 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 3 880 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,59%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 19 000 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 28 000 MWh

- Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./кнм³.

9. За „ЮЛИКО ЕВРОТРЕЙД” ЕООД, гр. Пловдив:

- 9.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 255,41 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 195,41 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 60,00 лв./MWh
- 9.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 71,30 лв./MWh
- 9.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 9.1 и т. 9.2:
 - Необходими годишни приходи – 631 хил. лв. , в т. ч.:
 - o Разходи – 591 хил. лв., от които условно-постоянни - 181 хил. лв. и променливи - 410 хил. лв.;
 - o Регулаторна база на активите 614 хил. лв.
 - o Норма на възвръщаемост – 6,58%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 876 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 384 MWh
 - Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./кнм³.

10. За „Овергаз мрежи“ АД (ЛОЦ Овча купел):

- 10.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 258,80 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 183,80 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 75,00 лв./MWh
- 10.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 94,34 лв./MWh
- 10.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 10.1 и т.10.2:
 - Необходими годишни приходи – 508 хил. лв. , в т. ч.:
 - o Разходи – 474 хил. лв., от които условно-постоянни - 158 хил. лв. и променливи - 316 хил. лв.;
 - o Регулаторна база на активите – 788 хил. лв.
 - o Норма на възвръщаемост – 4,44%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 1 146 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 2 246 MWh
 - Цена на природен газ на „Овергаз мрежи“ АД – 643,15 лв./кнм³.

11. За „Топлофикация Русе” ЕАД:

- 11.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 119,02 лв./MWh, в т.ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 109,02 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
- 11.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 76,15 лв./MWh
- 11.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 64,94 лв./MWh
- 11.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 11.1, т. 11.2 и т. 11.3:
 - Необходими годишни приходи – 56 035 хил. лв., в т. ч.:
 - o Разходи – 53 854 хил. лв., от които условно-постоянни – 13 801 хил. лв. и

- променливи – 40 053 хил. лв.;
- Регулаторна база на активите – 47 110 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 4,63%.
- Електрическа енергия – 218 153 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 190 022 MWh
 - от некомбинирано производство – 28 131 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 52 961 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 381 550 MWh
- Цена на въглищата – 153 лв./t при калоричност 6 000 kcal/kg

12. За „Топлофикация Перник” АД:

- 12.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 115,03 лв./MWh, в т. ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 105,03 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
- 12.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 37,59 лв./MWh
- 12.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 59,35 лв./MWh
- 12.4. Ценообразуващи елементи на цените по т.12.1, т. 12.2 и т. 12.3:
 - Необходими годишни приходи – 63 735 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 60 478 хил. лв., от които условно-постоянни – 16 814 хил. лв. и променливи – 43 664 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 76 084 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,28%
 - Електрическа енергия – 292 141 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 250 698 MWh
 - от некомбинирано производство – 23 915 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 499 200 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 219 200 MWh
 - Цена на въглищата – 35,63 лв./t при калоричност 1 900 kcal/kg.

13. За „Топлофикация Сливен” ЕАД:

- 13.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 114,44 лв./MWh, в т.ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 104,44 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
- 13.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 74,05 лв./MWh
- 13.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 60,01 лв./MWh
- 13.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 13.1, т. 13.2 и т. 13.3:
 - Необходими годишни приходи – 28 637 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 27 505 хил. лв., от които условно-постоянни – 7 960 хил. лв. и променливи – 19 545 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 17 167 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,59%
 - Електрическа енергия – 141 568 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 105 053 MWh
 - от некомбинирано производство – 22 146 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 90 757 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 96 680 MW
- Цена на въглищата – 67,58 лв./t при калоричност 3 231 kcal/kg.

14. За „Топлофикация Габрово” ЕАД:

- 14.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 202,08 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 192,08 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
- 14.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 86,60 лв./MWh
- 14.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара (без ДДС) – 94,57 лв./MWh
- 14.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 14.1, т. 14.2 и т. 14.3:
- Необходими годишни приходи – 5 808 хил. лв., в т. ч.:
 - o Разходи – 5 728 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 616 хил. лв. и променливи – 4 112 хил. лв.;
 - o Регулаторна база на активите – 1 812 хил. лв.
 - o Норма на възвръщаемост – 4,44%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 400 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 36 000 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител пара – 10 500 MWh
 - Цена на въглищата – 139,10 лв./t при калоричност 3 900 kcal/kg и биогориво - 112,00 лв./t при калоричност 2 650 kcal/kg.

15. За „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД:

- 15.1. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 39,95 лв./MWh
- 15.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 15.1:
- Необходими годишни приходи – 3 277 хил. лв., в т. ч.:
 - o Разходи – 3 235 хил. лв., от които условно-постоянни – 3 179 хил. лв. и променливи - 56 хил. лв.;
 - o Регулаторна база на активите – 5 770 хил. лв.
 - o Норма на възвръщаемост – 0,73%
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 82 020 MWh.

16. За „КОГРИЙН” ООД, гр. Първомай:

- 16.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 152,25 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 142,25 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
- 16.2. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 62,27 лв./MWh
- 16.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 16.1 и т. 16.2:
- Необходими годишни приходи – 5 798 хил. лв., в т. ч.:
 - o Разходи – 5 334 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 304 хил. лв. и променливи – 4 030 хил. лв.;

- Регулаторна база на активите – 7 081 хил. лв.
- Норма на възвръщаемост – 6,55%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 26 220 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 29 000 MWh
- Цена на природен газ на обществения доставчик – 531,44 лв./кнм³ с включена цена за пренос по газопреносна мрежа ниско налягане, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

17. За „Оранжерии Гимел” АД, ТЕЦ „Оранжерия 500 дка“:

- 17.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 180,92 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 170,92 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
- 17.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 17.1:
- Необходими годишни приходи – 4 027 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 3 682 хил. лв., от които условно-постоянни - 947 хил. лв. и променливи – 2 735 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 6 778 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,09%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 16 243 MWh
 - Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./кнм³

18. За „Оранжерии Гимел” АД, ТЕЦ „Оранжерия 200 дка“:

- 18.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 178,44 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 168,44 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
- 18.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 18.1:
- Необходими годишни приходи – 6 473 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 5 892 хил. лв., от които условно-постоянни – 1 467 хил. лв. и променливи – 4 425 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 11 370 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,11%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 27 175 MWh
 - Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./кнм³.

19. За „Оранжерии Гимел II” ЕООД, ТЕЦ „Оранжерия Левски“:

- 19.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 191,24 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 181,24 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
- 19.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 19.1:
- Необходими годишни приходи – 3 157 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 834 хил. лв., от които условно-постоянни - 818 хил. лв. и променливи – 2 016 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 6 573 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,92%

- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 12 108 MWh
- Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./kNm³

20. За „Скът“ ООД:

- 20.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 176,63 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 166,63 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
- 20.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 20.1:
- Необходими годишни приходи – 2 638 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 350 хил. лв., от които условно-постоянни - 583 хил. лв. и променливи – 1 767 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 4 625 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 6,23%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 10 108 MWh
 - Цена на природен газ на „Овергаз мрежи“ АД – 583,13 лв./kNm³

21. За ЧЗП „Румяна Величкова”:

- 21.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 135,56 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 125,56 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
- 21.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 21.1:
- Необходими годишни приходи – 1 693 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 639 хил. лв., от които условно-постоянни - 273 хил. лв. и променливи – 1 366 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 222 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,44%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 650 MWh.
 - Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./kNm³

22. За „Алт Ко” АД:

- 22.1. Преференциална цена на електрическа енергия (без ДДС) – 143,27 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 133,27 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh
- 22.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 22.1:
- Необходими годишни приходи – 2 520 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 2 442 хил. лв., от които условно-постоянни - 709 хил. лв. и променливи – 1 733 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 758 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,44%.
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 11 668 MWh
 - Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./kNm³

23. За „Биовет” АД:

- 23.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 130,46 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 130,45 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
- 23.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара без ДДС – 72,16 лв./MWh
- 23.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 23.1 и т. 23.2:
- Необходими годишни приходи – 16 846 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 16 445 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 991 хил. лв. и променливи – 13 454 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 7 948 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,04%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, в т.ч. собственото потребление – 64 370 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 117 064 MWh
 - Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./knm³

24. За „Брикел” ЕАД:

- 24.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 115,39 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 115,38 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
- 24.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 54,58 лв./MWh
- 24.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 24.1 и т. 24.2:
- Необходими годишни приходи – 153 386 хил. лв., в т.ч.:
 - Разходи – 146 994 хил. лв., от които условно-постоянни – 30 948 хил. лв. и променливи – 116 046 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 122 216 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,23%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, в т.ч. собственото потребление – 694 209 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 16 200 MWh
 - Цена на въглицата – 67,80 лв./t при калоричност 2 327 kcal/kg

25. За „ТЕЦ Свилоза” АД:

- 25.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 139,47 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 139,46 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
- 25.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 60,59 лв./MWh
- 25.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 25.1 и т. 25.2:
- Необходими годишни приходи – 39 748 хил. лв., в т.ч.:
 - Разходи – 37 568 хил. лв., от които условно-постоянни – 9 645 хил. лв. и променливи – 27 923 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 41 383 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 5,27%
 - Електрическа енергия – 228 845 MWh, в т.ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 35 673 MWh

- от некомбинирано производство – 193 172 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 129 287 MWh
- Цена на въглища – 157,00 лв./t при калоричност 5 908 kcal/kg.

26. За „Видахим” АД:

- 26.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 130,83 лв./MWh, в т. ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 130,82 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
- 26.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара (без ДДС) – 44,40 лв./MWh
- 26.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 26.1 и т. 26.2:
- Необходими годишни приходи – 50 636 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 49 219 хил. лв., от които условно-постоянни – 20 109 хил. лв. и променливи – 29 110 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 31 914 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,44%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство, в т.ч. собственото потребление – 165 600 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 652 420 MWh
 - Цена на въглищата – 159,00 лв./t при калоричност 5 900 kcal/kg.

27. За „Девен” АД:

- 27.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 106,49 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 106,48 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh;
- 27.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара (без ДДС) – 38,52 лв./MWh;
- 27.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 27.1 и т. 27.2:
- Необходими годишни приходи – 124 909 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 119 237 хил. лв., от които условно-постоянни – 33 961 хил. лв. и променливи – 85 276 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 137 654 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,12%
 - Електрическа енергия – 142 138 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство, в т. ч. собственото потребление – 115 473 MWh;
 - от комбинирано производство – 26 665 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 2 849 815 MWh
 - Цена на въглища – 139,96 лв./t при калоричност 6 000 kcal/kg.

28. За „ТЕЦ Горна Оряховица“ ЕАД:

- 28.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 127,02 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 127,01 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
- 28.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител пара (без ДДС) – 67,21 лв./MWh
- 28.3. Ценообразуващи елементи на цените по т. 28.1 и т. 28.2:

- Необходими годишни приходи – 7 956 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 7 493 хил. лв., от които условно-постоянни – 2 553 хил. лв. и променливи – 4 940 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 10 437 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,44%
- Електрическа енергия – 6 980 MWh, в т. ч.:
 - от високоефективно комбинирано производство – 2 320 MWh
 - от комбинирано производство – 4 660 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител пара – 105 264 MWh
- Цена на природен газ на „Овергаз мрежи“ АД – 600,72 лв./kNm³
- Цена на въглища – 153,00 лв./t при калоричност 5 226 kcal/kg.

29. За „Декотекс” АД:

- 29.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 157,81 лв./MWh, в т.ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 157,80 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
- 29.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 139,28 лв./MWh
- 29.3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 116,94 лв./MWh
- 29.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 29.1, т. 29.2 и т. 29.3:
- Необходими годишни приходи – 645 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 572 хил. лв., от които условно-постоянни - 214 хил. лв. и променливи - 358 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 1 658 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,44%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 2 110 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 1 477 MWh
 - Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 1 002 MWh.
 - Цена на природен газ на „Овергаз мрежи“ АД – 583,13 лв./kNm³.

30. За „Зебра” АД:

- 30.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 133,36 лв./MWh, в т.ч.:
 - индивидуални разходи за единица енергия – 133,35 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
- 30.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител водна пара (без ДДС) – 87,88 лв./MWh;
- 30.3. Еднокомпонентна цена на топлинна енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) – 78,97 лв./MWh;
- 30.4. Ценообразуващи елементи на цените по т. 30.1, т. 30.2 и т. 30.3:
- Необходими годишни приходи – 1 532 хил. лв., в т. ч.:
 - Разходи – 1 399 хил. лв., от които условно-постоянни - 332 хил. лв. и променливи – 1 067 хил. лв.;
 - Регулаторна база на активите – 2 829 хил. лв.
 - Норма на възвръщаемост – 4,71%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 5 944 MWh

- Топлинна енергия с топлоносител водна пара – 3 700 MWh
- Топлинна енергия с топлоносител гореща вода – 5 240 MWh
- Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./kNm³.

31. За „Унибел” АД:

- 31.1. Преференциална цена на електрическа енергия (без ДДС) – 140,02 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 140,01 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
- 31.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 31.1:
- Необходими годишни приходи – 1 758 хил. лв., в т. ч.:
 - o Разходи – 1 702 хил. лв., от които условно-постоянни - 400 хил. лв. и променливи – 1 302 хил. лв.;
 - o Регулаторна база на активите – 1 200 хил. лв.
 - o Норма на възвръщаемост – 4,67%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 7 354 MWh
 - Топлинна енергия - 9 009 MWh и цена 80,82 лв./MWh
 - Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./kNm³.

32. За „Димитър Маджаров - 2” ЕООД:

- 32.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 147,83 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 147,82 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
- 32.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 32.1:
- Необходими годишни приходи – 1 027 хил. лв., в т. ч.:
 - o Разходи – 955 хил. лв., от които условно-постоянни - 243 хил. лв. и променливи - 712 хил. лв.;
 - o Регулаторна база на активите – 1 634 хил. лв.
 - o Норма на възвръщаемост – 4,37%
 - Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 3 420 MWh
 - Цена на природен газ на обществения доставчик – 523,72 лв./kNm³.

33. За „Овердрайв“ АД:

- 33.1. Преференциална цена на електрическа енергия (без ДДС) – 270,99 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 270,98 лв./MWh
 - добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
- 33.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 33.1:
- Необходими годишни приходи – 304 хил. лв., в т. ч.:
 - o Разходи – 280 хил. лв., от които условно-постоянни - 151 хил. лв. и променливи - 129 хил. лв.;
 - o Регулаторна база на активите - 535 хил. лв.
 - o Норма на възвръщаемост – 4,44%
 - Електрическа енергия от високоефективно производство – 600 MWh
 - Цена на природен газ на „Овергаз мрежи“ АД – 639,84 лв./kNm³.

34. За „МБАЛ – Търговище” АД:

- 34.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 271,78 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 271,77 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 0,01 лв./MWh
- 34.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 34.1:
- Необходими годишни приходи – 207 хил. лв., в т. ч.:
○ Разходи – 201 хил. лв., от които условно-постоянни - 81 хил. лв. и променливи - 120 хил. лв.;
○ Регулаторна база на активите – 169 хил. лв.
○ Норма на възвръщаемост – 4,44%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 326 MWh.
- Цена на природен газ на „Овергаз мрежи“ АД – 660,82 лв./knm³.

35. За „ИНЕРТСТРОЙ-КАЛЕТО” АД:

- 35.1. Преференциална цена на електрическата енергия (без ДДС) – 199,41 лв./MWh, в т.ч.:
- индивидуални разходи за единица енергия – 189,41 лв./MWh
- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ – 10,00 лв./MWh;
- 35.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. 35.1:
- Необходими годишни приходи – 2 555 хил. лв., в т. ч.:
○ Разходи – 2 427 хил. лв., от които условно-постоянни - 608 хил. лв. и променливи – 1 819 хил. лв.;
○ Регулаторна база на активите – 2 800 хил. лв.
○ Норма на възвръщаемост – 4,79%
- Електрическа енергия от високоефективно комбинирано производство – 8 980 MWh
- Цена на компресиран газ – 623,72 лв./knm³.

Изказвания по т.2:

И.Александров каза, че в проекта на решение цените са такива, каквито са били представени в доклада. Не са отразени корекции, свързани с постъпили възражения от дружествата. Възраженията се обработват и ще бъде изготвен доклад за постъпили възражения с мотиви за приемане или не.

Иван Н.Иванов каза, че депозираните възражения след откритото заседание са свързани с непризнати разходи или непризнати разходи в пълен размер. Предложеният в момента проект на решение почива изцяло върху доклада, приет от Комисията.

Ал.Йорданов направи бележка по оформлението на решението и предложи основанието за решението да се изнесе преди думата „*реши*“.

Е.Маринова обясни, че основанията са две, решението има две групи диспозитив на самостоятелни основания и те не могат да се обединят в едно общо основание, което да се изнесе преди думата „*реши*“.

Св.Тодорова каза, че има възражения по начина, по който са структурирани данните за отделните топлофикации и по съдържанието.

По начина – разхвърляни са елементи, които трябва да бъдат близко или обединени, в различни части. Например „преференциална цена в това число добавка“, а най-отдолу е уточнена, че тази цена е изчислена при „индивидуална цена“ еди-колко си. По логично е

да бъдат подредени първо - преференциална цена, в това число добавка; второ – индивидуална цена. Сумата от тези две цени дава горната цена.

Номерацията не е логична. Защо се включени необходими годишни приходи и количества отделно от тези два елемента, които също са на необходимите приходи.

Информацията, така, както е поднесена, е разбъркана, не е систематизирана. Не е необходимо да се пише „прогнозни количества“ никъде, защото всичко е прогнозно.

Освен общите бележки Св.Тодорова имаше и конкретни въпроси по отношение на цената на природния газ, там, където е различна от тази на „Булгаргаз“ ЕАД, цената на възлицата защо е в забележки. Трябва да има общ подход – да се преномерират Св.Тодорова предложи следното да се изпише за всяка топлофикация:

1.1. Преференциална цена на електрическата енергия

- индивидуални разходи за единица енергия

- добавка по чл. 33, ал. 3 от ЗЕ

1.2. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС)

1.3. Еднокомпонентна цена на топлинната енергия с топлоносител гореща вода (без ДДС) за доставчици по чл. 149а от ЗЕ и за асоциации по чл. 151, ал. 1 от ЗЕ

При следните

1.4. Ценообразуващи елементи

- Необходими годишни приходи
- Регулаторна база на активите
- Норма на възвръщаемост

Тук трябва да има поне други два основни елемента:

- Разходи
- Амортизации

И да се махнат прогнозните количества.

И.Александров припомни, че в предишните решения индивидуалната цена е фигурирала, но тази година е махната, защото чл.33 казва, че преференциалната се получава като индивидуална добавка, но от друга страна индивидуалната цена не се ползва за енергията, която няма показатели за високоефективно комбинирано производство.

И.Александров каза, че приема направените забележки.

Иван Н.Иванов каза, че също приема предложението на Св.Тодорова.

Да се отразят всички забележки по проекта на решение, защото внасят по-голяма яснота.

Членовете на Комисията и работната група уточниха каква информация трябва да включва проектът на решение за всяка топлофикация.

Предвид гореизложеното, Комисията

РЕШИ:

1. Приема проект на решение относено утвърждаване пределни цени на топлинната енергия и определя преференциални цени на електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин, при прилагане на метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“;

2. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т.1 на 10.06.2015 г. от 10:00 ч.;

3. За участие в общественото обсъждане да бъдат поканени представители на заинтересованите лица;

4. Проектът на решение по т.1, датата и часът на общественото обсъждане по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

Решението е взето със седем гласа „за“, от които четири гласа на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.3. Комисията разглежда **проект за решение** относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика“ както следва:

ПРОЕКТ

РЕШЕНИЕ

№ Ц –

от06.2015 г.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 и т. 8а във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 1, т. 5, т. 6, т. 9, т. 10, т. 13 и т. 17, чл. 34, чл. 35 от Закона за енергетиката, чл. 3, ал. 1, т. 1 – 6, т. 10, чл. 4, ал. 5 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и приета от Комисията за енергийно и водно регулиране с решение по Протокол № 28 от 20.02.2015 г., т. 5, минимално изискуема информация, която електроразпределителните дружества да предоставят в заявленията за утвърждаване на цени на електрическата енергия за първата ценова година на следващия регулаторен период

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ

Утвърждава, считано от 01.07.2015 г.:

I. На „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД цена без ДДС, по която продава електрическа енергия на обществения доставчик в размер, както следва:

- цена за енергия – 15,30 лв./ MWh;
- цена за разполагаемост – 13,73 лв./ MW*h.

1. Ценообразуващи елементи на цената по т. I:

- Прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период – 5 000 000 MWh.

- Прогнозна разполагаемост за регулаторния период – 5 353 319 MW*h.

- Необходими годишни приходи – 150 001 хил. лв.

II. На „Национална електрическа компания” ЕАД:

1. Цена, без ДДС, за производство на електрическа енергия от водноелектрически централи, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 59,10 лв./MWh.

1.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. II.1:

- Необходими годишни приходи – 190 029 хил. лв.;

- Прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период – 3 215 383 MWh.

2. Цена, без ДДС, по която, в качеството си на обществен доставчик, продава на крайните снабдители електрическа енергия за снабдяване на клиентите на регулирания пазар, в размер на 119,87 лв./MWh, в т.ч. компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ - 3,06 лв./MWh;

2.1. Ценообразуващи елементи на цената по т. II.2:

- Необходими годишни приходи – 1 840 761 хил. лв.;

- Прогнозни количества електрическа енергия - 15 356 856 MWh.

3. Цена, без ДДС, по която в качеството му на обществен доставчик, продава електрическа енергия на електропреносното и електроразпределителните предприятия за покриване на технологични разходи, в размер на 30,00 лв./MWh.

3.1. Ценообразуващи елементи на цената по т. II.3:

- Необходими годишни приходи - 119 364 хил. лв.;

- Прогнозни количества електрическа енергия - 3 978 770 MWh.

4. Цена, без ДДС, за задължение към обществото в размер на 40,21 лв./MWh, която се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

III. На „Електроенергиен системен оператор” ЕАД:

1. Цена, без ДДС, за достъп до електропреносната мрежа в размер на 1,20 лв./MWh.

1.2. Ценообразуващи елементи на цената по т. III.1:

- Необходими годишни приходи - 49 694 хил. лв.;

- Прогнозни количества електрическа енергия - 41 297 200 MWh.

2. Цена, без ДДС, за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 7,66 лв./MWh.

2.1. Ценообразуващи елементи на цената по т. III.2:

- Необходими годишни приходи - 316 192 хил. лв.;

- Прогнозни количества електрическа енергия - 41 297 200 MWh.

3. Цена, без ДДС, за достъп до електропреносната мрежа, която се дължи от производители на електрическа енергия от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,41 лв./MWh.

3.1. Ценообразуващи елементи на цената по т. III.3:

- Необходими годишни приходи 15 388 хил. лв.;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 2 844 860 MWh.

IV. Приложим метод на регулиране на цените на електроразпределителните предприятия „горна граница на приходи“, продължителност на четвърти регулаторен период от 3 години и цени и необходими приходи за първата ценова година от четвъртия регулаторен период, както следва:

1. На „ЧЕЗ Разпределение България“ АД:

1.1. Цени, без ДДС, по които пренася електрическа енергия през електроразпределителната мрежа до всички клиенти, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00826 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02714 лв./kWh.

1.2. Цени без ДДС на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, за достъп, които се дължат от всички клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа, както следва:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01633 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00506 лв./kWh.

1.3. Ценообразуващи елементи за цените по т. IV.1:

- Необходими годишни приходи за първата ценова година от четвъртия регулаторен период – 265 455 хил. лв.;
- Пренесена електрическа енергия за първата ценова година от четвъртия регулаторен период - 9 295 480 MWh.

2. На „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД:

2.1. Цени, без ДДС, по които пренася електрическа енергия през електроразпределителната мрежа до всички клиенти, както следва:

- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00776 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03088 лв./kWh.

2.2. Цени, без ДДС, за достъп, които се дължат от всички клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа:

- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

2.3. Ценообразуващи елементи общо за цените по т. IV.2:

– Необходими годишни приходи за първата ценова година от четвъртия регулаторен период - 253 327 хил. лв.;

– Прогнозни количества електрическа енергия за първата ценова година от четвъртия регулаторен период – 8 134 295 MWh.

3. На „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД:

3.1. Цени, без ДДС, по които пренася електрическа енергия през електроразпределителната мрежа до всички клиенти, както следва:

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение за – 0,01122 лв./kWh;

– цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03053 лв./kWh.

3.2. Цена, без ДДС за достъп, която се дължи от всички клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа, в размер на 0,00818 лв./ kWh.

3.3. Ценообразуващи елементи общо за цените по т. IV.3:

– Необходими годишни приходи за първата ценова година от четвъртия регулаторен период - 181 269 хил. лв.;

– Прогнозни количества електрическа енергия за първата ценова година от четвъртия регулаторен период – 5 225 826 MWh.

4. На „ЕРП Златни пясъци” АД:

4.1. Цена, без ДДС, по която пренася електрическа енергия през електроразпределителната мрежа до всички клиенти на ниско напрежение, в размер на 0,03218 лв./kWh.

4.2. Цена, без ДДС, за достъп, която се дължи от всички клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа в размер на 0,00700 лв./kWh.

4.3. Ценообразуващи елементи общо за цените по т. IV.4:

- Необходими годишни приходи за първата ценова година от четвъртия регулаторен период - 2 585 хил. лв.;

- Прогнозни количества електрическа енергия за първата ценова година от четвъртия регулаторен период – 65 981 MWh.

V. На „ЧЕЗ Електро България” АД цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, както следва:

„ЧЕЗ Електро България” АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2015 г.
	лв./kWh

I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. – Върхова	0,21089
- Дневна	0,13042
- Нощна	0,07381
2. Две скали	
в т.ч. – Дневна	0,18799
- Нощна	0,07788
3. Една скала	0,16176
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. – Дневна	0,13049
- Нощна	0,05592
2. Една скала	0,13049

1. Ценообразуващи елементи на цените по т. V:

- Необходими годишни приходи - 787 085 хил. лв.;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 6 419 383 MWh.

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

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00886 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00826 лв./kWh,
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,02714 лв./kWh,
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01633 лв./kW/ден,
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00506 лв./kWh.

VI. На „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, както следва:

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2015 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,21759
- Дневна	0,14480
- Нощна	0,07784

2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,17715
- Нощна	0,07491
3. Една скала	0,17789
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,12650
- Нощна	0,05146
2. Една скала	0,12650

1. Ценообразуващи елементи на цените по т. VI:

- Необходими годишни приходи – 678 439 хил. лв.;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 5 533 281 MWh.

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

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00886 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на средно напрежение – 0,00776 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през разпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03088 лв./kWh;
- цена за достъп за небитови клиенти – 0,01651 лв./kW/ден;
- цена за достъп за битови клиенти – 0,00503 лв./kWh.

VII. На „ЕНЕРГО-ПРО Продажби” АД цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, както следва:

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2015 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,27482
- Дневна	0,15724
- Нощна	0,06516
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,19630
- Нощна	0,07087
3. Една скала	0,18360

II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,13855
- Нощна	0,05402
2. Една скала	0,13855

1. Ценообразуващи елементи на цените по т. VII:

- Необходими годишни приходи – 412 585 хил. лв.;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 3 365 000 MWh.

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

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00886 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа - 0,00818 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на средно напрежение за – 0,01122 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03053 лв./kWh.

VIII. На „ЕСП Златни пясъци” ООД цени, без ДДС, по които продава електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти, както следва:

„ЕСП Златни пясъци“ ООД	
Показатели	Цени, без ДДС, считано от 01.07.2015 г.
	лв./kWh
I. Продажба на електрическа енергия на небитови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Три скали	
в т.ч. - Върхова	0,22830
- Дневна	0,10667
- Нощна	0,03310
2. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,16405
- Нощна	0,03065
3. Една скала	0,15314
II. Продажба на електрическа енергия на битови клиенти, присъединени към електроразпределителните мрежи на ниско напрежение	
1. Две скали	
в т.ч. - Дневна	0,14273
- Нощна	0,04779

1. Ценообразуващи елементи на цените по VIII:

- Необходими годишни приходи – 4 398 хил. лв.;
- Прогнозни количества електрическа енергия – 35 864 MWh.

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

- цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа – 0,00886 лв./kWh;
- цена за достъп до електроразпределителната мрежа - 0,00700 лв./kWh;
- цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителна мрежа на ниско напрежение – 0,03218 лв./kWh.

IX. На основание чл. 27, ал. 2, т. 6 от Административнопроцесуалния кодекс във връзка с чл. 30, ал. 1 от Закона за енергетиката прекратява административното производство, образувано по заявление с вх. № Е-13-12-6 от 31.03.2015 г., подадено от „ТЕЦ Марица изток 2” ЕАД.

Изказвания по т.3:

Пл.Младеновски каза, че след откритото заседание са постъпили възражения, но те не са отразени в проекта на решение. Разглежданият проект на решение отразява доклада, нищо не е променено след 28.05.2015 г.

Е.Маринова допълни, че се посочват два ценообразуващи елемента- количества и необходими приходи.

Пл.Младеновски отбеляза, че са направени някои редакции в номерацията и пунктуацията, но няма промени в числата.

Предвид гореизложеното, Комисията

РЕШИ:

1. Приема проект на решение относно утвърждаване на цени в сектор „Електроенергетика”;
2. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т.1 на 10.06.2015 г. от 14:30 ч.;
3. За участие в общественото обсъждане да бъдат поканени представители на заинтересованите лица;
4. Проектът на решение по т.1, датата и часът на общественото обсъждане по т. 2 да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

Решението е взето със седем гласа „за”, от които четири гласа на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

Приложения:

1. Доклад с вх.№ Е-Дк-179/02.06.2015 г. относно преференциални цени на ел. енергия от ВИ.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

1.....
(С.Тодорова)

2.
(Р.Осман)

3.
(А.Йорданов)

4.
(В.Владимиров)

5.
(Г.Златев)

6.
(Е.Харитонова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Н. ГЕОРГИЕВ