

## ПРОТОКОЛ

№ 209

София, 14.10.2015 година

Днес, 14.10.2015 г. от 11:30 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 Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Николай Георгиев (без право на глас).

На заседанието присъстваха Р. Тахир – началник на отдел „Ценово регулиране и лицензии – природен газ“, И. Александров – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия и топлоснабдяване“ и експерти на КЕВР.

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

### ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-29-8 от 09.05.2014 г., актуализирано със заявление с вх. № Е-15-29-8 от 26.06.2015 г., заявление с вх. № Е-15-29-8 от 12.08.2015 г., и коригирано със заявление с вх. № Е-15-29-8 от 04.09.2015 г., подадено от „Комекес“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Самоков. – проведено открито заседание на 07.10.2015 г.

Работна група: Елена Маринова, Грета Дечева,  
Боян Наумов, Сирма Денчева, Емилия Тренева

2. Проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-30-13 от 01.10.2014 г., актуализирано със заявление с вх. № Е-15-30-5 от 12.05.2015 г. и коригирано заявление с вх. № Е-15-30-6 от 22.05.2015 г., заявление с вх. № Е-15-30-13 от 07.09.2015 г. подадени от „Добруджа газ“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на „Добруджа газ“ АД на територията на община Генерал Тошево. - проведено открито заседание на 07.10.2015 г.

Работна група: Елена Маринова, Ремзия Тахир, Грета Дечева,  
Боян Наумов, Сирма Денчева, Емилия Тренева

3. Доклад относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници с комбиниран цикъл и индиректно

използване на биомаса.

Работна група: Ивайло Александров, Елена Маринова, Венелин Баросов, Ана Иванова, Стоил Манчев, Силвия Петрова, Деница Лефтерова

**По т.1.** Комисията разгледа **проект за решение** относно заявление с вх. № Е-15-29-8 от 09.05.2014 г., актуализирано със заявление с вх. № Е-15-29-8 от 26.06.2015 г., заявление с вх. № Е-15-29-8 от 12.08.2015 г., и коригирано със заявление с вх. № Е-15-29-8 от 04.09.2015 г., подадено от „Комекес” АД за **утвърждаване на цени** за разпределение на природен газ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Самоков, както следва:

## ПРОЕКТ

### РЕШЕНИЕ

№ Ц –

от .....2015 г.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 19 и чл. 20 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

### КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

### РЕШИ:

Утвърждава, считано от ..... на „Комекес” АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа и цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа на територията на община Самоков при регулаторен период до 2018 г. включително, както следва:

1. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

**1.1.** За промишлени клиенти

- до 20 000 m<sup>3</sup>/год. вкл. – 170.86 лв./1000 nm<sup>3</sup> (18.36 лв./MWh);
- от 20 000 m<sup>3</sup> до 100 000 m<sup>3</sup>/год. вкл. – 126.16 лв./1000 nm<sup>3</sup> (13.56 лв./MWh);
- от 100 000 m<sup>3</sup> до 1 000 000 m<sup>3</sup>/год. вкл. – 80.18 лв./1000 nm<sup>3</sup> (8.62 лв./MWh);
- над 1 000 000 m<sup>3</sup>/год. – 59.76 лв./1000 nm<sup>3</sup> (6.42 лв./MWh).

**1.2.** За обществено-административни и търговски клиенти

- до 5 000 m<sup>3</sup>/год. вкл. – 229.01 лв./1000 nm<sup>3</sup> (24.61 лв./MWh);
- от 5 000 m<sup>3</sup> до 20 000 m<sup>3</sup>/год. вкл. – 223.37 лв./1000 m<sup>3</sup> (24.01 лв./MWh);
- от 20 000 m<sup>3</sup> до 100 000 m<sup>3</sup>/год. вкл. – 206.53 лв./1000 m<sup>3</sup> (22.20 лв./MWh);
- от 100 000 m<sup>3</sup> до 200 000 m<sup>3</sup>/год. вкл. – 194.27 лв./1000 nm<sup>3</sup> (20.88 лв./MWh);
- над 200 000 m<sup>3</sup>/год. – 167.06 лв./1000 m<sup>3</sup> (17.96 лв./MWh).

**1.3.** За битови клиенти - 219.08 лв./1000 m<sup>3</sup> (23.55 лв./MWh).

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2014 г. – 994 хил. лв.; за 2015 г. – 1 184 хил. лв.; за 2016 г. – 1 437 хил. лв.; за 2017 г. – 1 798 хил. лв.; за 2018 г. – 2 527 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2014 г. – 8 830 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2015 г. – 9 779 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 10 099 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 10 729 хил. m<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 11 442

хил. м<sup>3</sup>/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала - 10.91%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

3.1. За промишлени клиенти - 8.28 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.89 лв./MWh);

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти - 8.66 лв./1000 м<sup>3</sup> (0.93 лв./MWh);

3.3. За битови клиенти - 24.44 лв./1000 м<sup>3</sup> (2.63 лв./MWh).

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2014 г. – 109 хил. лв.; за 2015 г. – 108 хил. лв.; за 2016 г. – 101 хил. лв.; за 2017 г. – 105 хил. лв.; за 2018 г. – 113 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2014 г. – 8 830 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2015 г. – 9 779 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 10 099 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 10 729 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 11 442 хил. м<sup>3</sup>/год.

Норма на възвръщаемост на капитала - 10.91%.

Изказвания по т.1:

Докладва Г. Дечева. След проведеното открито заседание не са постъпили възражения, нови обстоятелства или данни, които да доведат до промяна на ценообразуващите елементи на цените. Работната група предлага проектът на решение да бъде обсъден на обществено обсъждане.

Предвид гореизложеното, Комисията

## РЕШИ:

1. Приема проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-29-8 от 09.05.2014 г., актуализирано със заявление с вх. № Е-15-29-8 от 26.06.2015 г., заявление с вх. № Е-15-29-8 от 12.08.2015 г., и коригирано със заявление с вх. № Е-15-29-8 от 04.09.2015 г., подадено от „Комекес“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Самоков;

2. Насрочва обществено обсъждане на 21.10.2015 г. от 10:00 ч. за разглеждане на проекта на решение по т.1., на което да бъдат поканени заинтересованите лица;

3. Проектът на решение, датата и часът за провеждане на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (И. Иванов, Р.Осман, А.Йорданов, В.Владимиров, Г.Златев, Е.Харитоновна), от които **четири гласа** (А. Йорданов, В.Владимиров, Г.Златев, Е.Харитоновна) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.2.** Комисията разгледа **проект за решение** относно заявление с вх. № Е-15-30-13 от 01.10.2014 г., актуализирано със заявление с вх. № Е-15-30-5 от 12.05.2015 г. и коригирано заявление с вх. № Е-15-30-6 от 22.05.2015 г., заявление с вх. № Е-15-30-13 от 07.09.2015 г. подадени от „Добруджа газ“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на „Добруджа газ“ АД на територията на община Генерал Тошево, както следва:

РЕШЕНИЕ

№ Ц –

от .....2015 г.

На основание чл. 21, ал. 1, т. 8 във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от Закона за енергетиката, чл. 19, чл. 20 и чл. 24 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Утвърждава, считано от ..... на „Добруджа газ” АД цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на територията на община Генерал Тошево при регулаторен период до 2019 г. включително, както следва:

2. Цени (без ДДС) за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа:

- За промишлени клиенти – 101.60 лв./1000 nm<sup>3</sup> (10.92 лв./MWh);
- За обществено-административни и търговски клиенти - 171.88 лв./1000 nm<sup>3</sup> (18.47 лв./MWh);
- За битови клиенти - 249.77 лв./1000 nm<sup>3</sup> (26.85 лв./MWh).

2. Ценообразуващите елементи на цените по т. 1 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 192 хил. лв.; за 2016 г. – 191 хил. лв.; за 2017 г. – 198 хил. лв.; за 2018 г. – 198 хил. лв.; за 2019 г. – 226 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 1 120 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 1 190 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 1 250 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 1 310 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. – 1 370 хил. м<sup>3</sup>/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала - 8.76%.

3. Цени (без ДДС), по които продава природен газ на клиенти, присъединени към газоразпределителната мрежа:

3.1. За промишлени клиенти - 8.49 лв./1000 nm<sup>3</sup> (0.91 лв./MWh);

3.2. За обществено-административни и търговски клиенти - 15.49 лв./1000 nm<sup>3</sup> (1.66 лв./MWh);

3.3. За битови клиенти - 39.27 лв./1000 nm<sup>3</sup> (4.22 лв./MWh).

4. Ценообразуващите елементи на цените по т. 3 са, както следва:

Необходимите годишни приходи - за 2015 г. – 24 хил. лв.; за 2016 г. – 24 хил. лв.; за 2017 г. – 24 хил. лв.; за 2018 г. – 23 хил. лв.; за 2019 г. – 21 хил. лв.;

Количества природен газ - за 2015 г. – 1 120 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2016 г. – 1 190 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2017 г. – 1 250 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2018 г. – 1 310 хил. м<sup>3</sup>/год.; за 2019 г. – 1 370 хил. м<sup>3</sup>/год.;

Норма на възвръщаемост на капитала – 8.76%.

5. Цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа за територията на община Генерал Тошево

5.1. Промислени клиенти:

до 10 nm<sup>3</sup>/h, вкл. – 2 232.00 лв./клиент;

до 100 nm<sup>3</sup>/h, вкл. – 2 676.00 лв./клиент;

над 100 nm<sup>3</sup>/h – 2 963.00 лв./клиент.

5.2. Обществено-административни и търговски клиенти:

до 10 nm<sup>3</sup>/h, вкл. – 1 347.00 лв./клиент;

до 100 nm<sup>3</sup>/h, вкл. – 1 578.00 лв./клиент;

над 100 nm<sup>3</sup>/h – 1 909.00 лв./клиент.

5.3. Битови клиенти – 601.00 лв./клиент.

Изказвания по т.2:

Р. Тахир докладва, че проектът за решение е изготвен въз основа на доклада. Няма нови факти, които да налагат промяна в ценообразуващите елементи и предложените цени. Работната група предлага проектът на решение да бъде обсъден със заявителя и заинтересованите лица на обществено обсъждане.

Предвид гореизложеното, Комисията

### Р Е Ш И:

1. Приема проект за решение относно заявление с вх. № Е-15-30-13 от 01.10.2014 г., актуализирано със заявление с вх. № Е-15-30-5 от 12.05.2015 г. и коригирано заявление с вх. № Е-15-30-6 от 22.05.2015 г., заявление с вх. № Е-15-30-13 от 07.09.2015 г. подадени от „Добруджа газ“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на „Добруджа газ“ АД на територията на община Генерал Тошево;

2. Насрочва обществено обсъждане на 21.10.2015 г. от 10:00 ч. за разглеждане на проекта на решение по т.1., на което да бъдат поканени заинтересованите лица;

3. Проектът на решение, датата и часът за провеждане на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (И.Иванов, Р.Осман, А.Йорданов, В.Владимиров, Г.Златев, Е.Харитонов), от които **четири гласа** (А.Йорданов, В.Владимиров, Г.Златев, Е.Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**По т.3. Комисията разгледа доклад относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса.**

С т. I.3., т. I.4. и т. I.5. от Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е определила, считано от 01.07.2015 г., преференциални цени за изкупуване на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници по технологиите съгласно чл. 24, т. 3 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ). Към момента на постановяване на решението на КЕВР е в сила редакция на посочената разпоредба от ЗЕВИ (обн. ДВ, бр. 35 от 15 май 2015 г.), която регламентира енергийни обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници 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. С § 16 от Пре-

ходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) е изменен чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ, като са регламентирани енергийни обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони и които са с инсталирана електрическа мощност до: а) 1,5 MW и използват биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто и б) 500 kW и използват биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство. Следователно с изменението на чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) е предвидена нова категория енергийни обекти за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, а именно: централи с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони и които са с инсталирана електрическа мощност до 1,5 MW и използват биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, за които предвид разпоредбите на § 54 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 17 от 2015 г.) и § 20 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) следва да бъдат определени преференциални цени.

Посоченото по-горе изменение на чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ не променя втората категория енергийни обекти, включени в обхвата на разпоредбата, а именно: с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони и които са с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и използват биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство. Следователно по отношение на тези обекти КЕВР с Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. е определила преференциална цена по чл. 32, ал. 1, т. 1 от ЗЕВИ, като същевременно следва да определи преференциални цени за изкупуване на произведената от тях електрическа енергия, когато в резултат на извършен анализ на ценообразуващите елементи констатира съществено изменение на някой от тях – чл. 32, ал. 1, т. 2 от ЗЕВИ.

Във връзка с горното със Заповед № 3-Е-175 от 04.09.2015 г. на председателя на КЕВР е назначена работна група, която след извършен анализ установи следното:

Съгласно чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ преференциалните цени се определят по реда на Наредба № 1 от 18 март 2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), като се отчитат видът на възобновяемия източник, видовете технологии, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията, както и: инвестиционните разходи; нормата на възвращаемост; структурата на капитала и на инвестицията; производителността на инсталацията според вида технология и използваните ресурси; разходите, свързани с по-висока степен на опазване на околната среда; разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорта; разходите за труд и работна заплата; другите експлоатационни разходи.

Във връзка с правомощието на КЕВР по чл. 32, ал. 1, т. 2 от ЗЕВИ следва да се има предвид, че по смисъла на § 1, т. 28 от Допълнителните разпоредби на ЗЕВИ „съществено изменение на ценообразуващ елемент“ е такова изменение, при което се констатира разлика с повече от 10 на сто между стойността на ценообразуващия елемент към датата на анализа и стойността му към датата на решението, с което са определени цените по чл. 32 от ЗЕВИ, което в случая се явява Решение № Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР.

След извършен анализ на ценообразуващите елементи, формиращи преференциалната цена за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони и които

са с инсталирана електрическа мощност до 500 kW и използват биомаса от растителни отпадъци от собствено земеделско производство се установи съществено изменение на следните ценообразуващи елементи: експлоатационни разходи, разходи за амортизации и възвръщаемост на капитала, вследствие на намаления с 53,34% размер на инвестиционния разход за 1 kW инсталирана мощност в размер на 2 800 €/ kW, съгласно представени в Комисията ценови оферти, спрямо 6000 €/ kW, съгласно Решение Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, и ръст от 17,64% на цената на суровината за производство на енергия в размер на 50 €/t (97,79 лв./т), спрямо 42,50 €/t (83,12 лв./т), съгласно Решение Ц-24 от 30.06.2015 г. на КЕВР, което се отразява пряко върху ценообразуващите елементи и води до съществено изменение на крайната цена.

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 за срок от 20 години и възвръщаемост.

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 осреднени необходими приходи при посочените по-долу ценообразуващи елементи. Цените са анюитетни за периода на задължително изкупуване на електрическата енергия.

С цел постигане на по-голяма обективност, равнопоставеност и съотносимост на ценообразуващите елементи между различните видове производители на електрическа енергия от възобновяеми източници, са взети предвид както техническите възможности, отговарящи на вида инсталации, така и специфичната производителност на съответните централи (kWh/kW), нивото на годишна натовареност при спазване на технологичните изисквания на процесите на разлагане.

## **Ценообразуващи елементи**

### **1. Инвестиционни разходи**

Размерът на инвестиционните разходи за видовете 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 и бетонови 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 разходите за 2014 г. за изграждане на нови електрически централи, произвеждащи електрическа енергия от възобновяеми източници в страните членки на Европейския съюз (ЕС) и съгласно предоставените на Комисията данни от актуални ценови оферти за изграждане и пускане в експлоатация на подобни инсталации.

### **2. 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 Закона за енергетиката (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 тази връзка извършения анализ и оценка на използваните параметри обосновават норма на възвръщаемост в размер от 7 % при структура 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.

### **3. Средногодишна продължителност на работа на електрическите централи**

При определяне на средногодишната продължителност на работа на електрически централи, произвеждащи електрическа енергия 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 60 на сто, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони, съобразно техническите възможности, отговарящи на този вид инсталации, е предвидено нетно специфично производство на електрическа енергия за 2015 г. в размер на 6 975 kWh, при пълни ефективни часове от 7500 часа, които са изчислени на база специфичната производителност на съответните централи (kWh/kW), нивото на годишна натовареност, при спазване на технологичните изисквания на процесите на разлагане, при взети предвид собствените нужди в размер на 7 %.

За 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, е предвидено нетно специфично производство на електрическа енергия за 2015 г. в размер на 6 300 kWh, при пълни ефективни часове от 7 000 часа, които са изчислени на база специфичната производителност на съответните централи (kWh/kW), нивото на годишна натовареност, при спазване на технологичните изисквания на процесите на разлагане, при взети предвид собствените нужди в размер на 10 %.

### **4. 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.

При формиране цените на електрическата енергия произведена от биомаса, разходите за поддръжка включват разходи за ремонти, материали, разходи за опазване на околната среда и др., представляват в годишен план 1% от инвестиционните разходи до 5<sup>та</sup> година от експлоатацията включително. От 5<sup>та</sup> до 20<sup>та</sup> година от експлоатацията, разходите за поддръжка нарастват на 4%. При ценообразуването на електрическата енергия от биомаса, дялът на животинската субстанция в суровината е 65%, като на растителната маса е 35%. Цените, приложени в ценообразуващата обща рамка, са в размер на 7 €/t (13,69 лв./t) на животинската субстанция и на растителната маса в размер на 50 €/t (97,79 лв./t) и електрическа ефективност в размер на 41,1 %, съгласно представените оферти от заводи про-



изводители на технологичното оборудване - станция биогаз, която влияе пряко върху размера на експлоатационните разходи в частта на суровините за производство на енергия и горивата за транспорт. 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 също в размер на 50 €/t (97,79 лв./т).

При определянето на преференциалните цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса от енергийни обекти, които се предвижда да бъдат изградени в урбанизирани територии, селскостопански обекти или производствени зони с инсталирана електрическа мощност до 1,5 MW и използват биомаса, от чието общо тегло животинският тор е не по-малко от 60 на сто, е взета предвид информация от представени в Комисията актуални ценови оферти за изграждане и пускане в експлоатация на подобни инсталации, както следва:

### **I. Станция за биогаз с мощност 1 MW:**

За изходното устройство на станцията за биогаз се използва червячно устройство за дозиране, което дозира в редовни интервали царевичен силаж и говежда тор през помпа за смесване. Евентуална течна суровина се вкарва с помпа направо във ферментацията.

След хомогенизацията смесената биомаса се изпомпва автоматично в редовни интервали към ферментатора за първия етап на ферментация.

Ферментацията протича на два етапа при мезофилна температура 39 - 42°C при време на задържане около 115 дни.

При вкарване на суровина към първи етап се вдига нивото и през свързващ тръбопровод същото количество субстрат изтича към резервоара за доизгниване. След това утайката се изпомпва към лагуни за складиране.

В определени интервали от време дигестата, през пункт за издаване и според графика за извозване се извозва на полето.

Биогазът, който се произвежда във ферментаторите се събира във вградени мембранни резервоари за газ в първи етап и в резервоарите за доизгниване. От там през тръбопровод за газ тече към машинното отделение за биогаз, където се изсушава и нагнетява с оборудване за увеличаване на налягането към регулационното оборудване пред когенерационният агрегат. Машинното отделение за биогаз се изгражда в самостоятелен обект при ферментатора, а машинното отделение за топлинна енергия с разпределителните възли за отопляване на ферментаторите разполага в машинното отделение на ферментатора.

В машинното отделение за биогаз се разполага оборудване за аерация за биологична десулфуризация на биогаза.

Произведената електроенергия от клемите на когенерационния агрегат се отвежда през разпределително табло към трафопост и през електромер за фактурация ще се продава към електроразпределителната мрежа.

Станцията за биогаз е оборудвана със система за измерване, управление и регулация, която позволява на обслужващия персонал да извършва контролна дейност с минимално участие в управлението на технологичния процес. Важните данни за експлоатацията се извеждат на компютърен монитор с възможност за контрол и евентуално управление.

Технологията на станцията за биогаз се базира на „мокър“ процес на ферментация, при който твърдите суровини се дозират във ферментацията през кола за дозиране и помпа за смесване. Течните суровини се вкарват с помпа направо във ферментацията.

#### 1. Входни суровини

Количество тегло на субстрат  $Q_{hm}$  [тона/ден] със съдържание на сухо вещество TS[%].

Говежда тор  $Q_1 = 40$  [т/д] TS = 23 % съд. на сухо вещ. 9 200 [кг/д]

Царевичен силаж  $Q_2 = 40$  [т/д] TS = 33 % съд. на сухо вещ. 13 200 [кг/д]

$Q = 80$  [т/д] с TS = 28 % съд. на сухо вещ. 22 400 [кг/д]

2. Предполагано производство на биогаз

$$Q_1 = 2\,270 \text{ [м}^3\text{/ден]}$$

$$Q_2 = 8\,710 \text{ [м}^3\text{/ден]}$$

$$Q_{\text{общ.}} = 10\,980 \text{ [м}^3\text{/ден]} = 458 \text{ [м}^3\text{/час]}$$

3. Проект за ферментация - с два етапа, мезофидна

Полезен обем на ферментация Упол. = 9 900 м<sup>3</sup>

Общо време на задържане HRT = около 115 дни

Температура на ферментация T = 40° C

I. етап:

2 бр. резервоар 0 23 м, Н = 9 м, У пол = 3 300 м<sup>3</sup>.

Мембранно конична покривно покритие със стълб в средата.

4 бр. хоризонтални бъркачки тип гребло.

Топлоизолация 160 мм, обшивка.

Вътрешно отопление на ферментатора със змиевидна тръба по обиколката.

Вграден мембранен резервоар за газ с обем V = 900 м<sup>3</sup>.

Резервоар за доизгниване:

1 бр. резервоар 0 23 м, Н = 9 м, Упол = 3 300 м<sup>3</sup>.

Мембранно покривно покритие със стълб в средата.

4 бр. хоризонтални бъркачки тип гребло.

Топлоизолация 160 мм, обшивка.

Вътрешно отопление на ферментатора със змиевидна тръба по обиколката.

Вграден мембранен резервоар за газ с обем V = 900 м<sup>3</sup>.

4. Проект за складиране на дигестат

Дневен поток: 85 м<sup>3</sup>/ден

Поток към резервоарите за складиране = 80 м<sup>3</sup>/ден

Нужно време на складиране: 120 дена

Нужен капацитет за складиране: 9 600 м<sup>3</sup>

Резервоари за складиране:

Дигестата ще се складира в лагуни отдалечени от СзБ на около 150 м. с обем приблизително 10000 м<sup>3</sup>.

5. Предложение за когенерация

1 ks QUANTO D 1200 - MWM в контейнер

Ел. мощност: 1000 kW

Топл. мощност: 1010 kW

Разход на БГ ВР: 443 м<sup>3</sup>/час при съдържание 55 % CH<sub>4</sub>

Ел. ефективност: 41,1 %

**Произведена електроенергия**

$$Q_{el} = 1000 \times 22,5 \times 365 = 8\,212\,000 \text{ kWhel/год.}$$

**Произведена топлина**

$$Q_{th} = 1010 \times 22,5 \times 365 = 8\,294\,625 \text{ kWhth/год.}$$

Разход за отопление на ферментацията - 2 200 OOP kWhth/год.

Топлина на разположение 6 094 625 kWhth/год.

= около 695 kW/ч в топла вода 80°

**Информативна ценова оферта**

**Строителна част -198.846 EUR**

3бр. основи на резервоара на ферментатора 24м \* 9м;

1 бр. основи на оборудването за дозиране 60 м<sup>3</sup>;

1 бр. основи под сепаратора;

основи под контейнерите и стълбовете на тръбопровода;

землеизкопни работи, планировка на терена;

комуникации за достъп, укрепване на площи.

## **Технологична част - 2 173.847 EUR**

Ферментация и складиране на дигестат

2 бр. резервоари на ферменторите и 1 бр. резервоар за доизгниване 23 м \* 9 м

2 бр. оборудване на ферментор I. степен вкл. газоуловител

- хоризонтални бъркачки тип гребло - 7,5 kW;
- вътрешно отопление със система от тръби за топлина;
- интегрирана газова мембрана;
- покривна покриваща мембрана;
- тръбопроводи за отвеждане на утайки;
- газоуловители от неръждаема стомана;
- отвор за контролиране на ферментацията;
- предпазител за течността;
- платформи и стълби;
- изолация с минерална вата;
- външна обшивка от трапецовидна ламарина.

1 бр. оборудване на резервоар за доизгниване вкл. газоуловител

- вътрешно отопление със система от тръби за топлина;
- интегрирана газова мембрана;
- покривна покриваща мембрана;
- тръбопроводи за отвеждане на утайки;
- газоуловители от неръждаема стомана;
- отвор за контролиране на ферментацията;
- предпазител за течността;
- платформи и стълби;
- изолация с минерална вата;
- външна обшивка от трапецовидна ламарина.

1 бр. трасе на тръбопровод за утайки около 150 м. до лагуните за складиране

### **Инженеринг**

- **проектодокументация:**

o производствена документация;

o монтажна документация;

o машинна документация;

o строителна документация;

o електро документация;

o инструкция за обслужване по време на тестовата експлоатация;

o инструкция за обслужване при постоянна експлоатация.

- **проверки:**

o на налягането;

o на уплътняването;

o функционални.

- **ревизии:**

o газ

o електро

o отопление

- **транспорт;**

- **обучение на обслужващия персонал;**

- **пускане в експлоатация.**

**ИНФОРМАТИВНА ЦЕНА ЗА СЗБ**

-

**2 372.693 EUR**

*Посочените цени са без ДДС*

**ИНФОРМАТИВНА ЦЕНА СИЛАЖНИ ЯМИ (14 600 т)-**

**193.362 EUR**

*Посочените цени са без ДДС*

*Посочените цени са без ДДС*

**10. Срокове и гаранции****Стандартни срокове за доставка:**

- когенерационен агрегат - 6 месеца;
- технология - 3 месеца.

Предполагам срок за изграждане около 6 месеца от започване на работите на строителната площадка.

**Гаранции:**

- Строителна част вкл. резервоари 60 месеца;
- Технологична част 24 месеца.

**II. Станцията за биогаз с мощност 1,5 MW:****Ценова оферта:**

**МЕЖДИННА СУМА: 3 222.600 €**

която включва пускането и въвеждането в експлоатация, комплексно обслужване, транспорт на технологичните части и монтажните превозни средства, предоставянето на консултантски услуги, относно правилната експлоатация на съоръжението и др.

**ДРУГИ ЧАСТИ в т.ч. :**

**2 x Основи за УЕ 24.000 €**

**Други 98.000 €**

Стандартния комплект от заздравени повърхности съдържа: 1000 м<sup>2</sup> асфалтирани площи 6x4=24 м<sup>2</sup> бетонирани площи - място за стичане на дигестат, 6x3 м<sup>2</sup> бетонирани площи - място за стичане на РО, 200 м ограда на района на СзБ ( 1x порта за влизане на моторни превозни средства + 1x порта за влизане на пешеходци). В цената е включено осветлението на машинното отделение, междинната шахта, пространството пред машинното отделение и пространството пред резервоара за биомаса.

**Междинна шахта 25.400 €**

Изграждането на техническата шахта за разполагане на помпената техника и отоплението между 3 ферментационни хранилища (склад). Изпълнение: Варо-пясъчен градеж, 1 прозорец, врата, таван от дървени греди, планки и шперплат. Вътрешната мазилка от лепило. Конструкцията позволява съхнене на стените и пода, което изобщо не вреди при тази част.

**Съединяване и трафопост 150.000 €**

- Трафопост контейнерен тип, включително трансформатор с ниски загуби 2000 ^A - Свързването му към дистрибуционната мрежа - подземно трасе за ВН до 100 метра, включително изкопи и полагане - асистенция при разговорите с електроразпределителното дружество, при избор на зелен бонус - реализация на разпределителното табло за ниско напрежение, свързване на разпределителното табло на трафопоста

**Земеизкопни работи 80.000 €**

**ОБЩА СУМА НЕТО: 3 600.000 €**

**III. Станцията за биогаз с мощност 1 MW:****Ценова оферта:**

**1.Строителна част 204.820 €**

**Включва :**

- 1 бр. резервоар за хомогенизиране V = 100 м<sup>3</sup>
- 1 бр. основи на резервоара на ферментатора ф24 м
- 3 бр. основи на резервоара за складиране и за доизгниване ф31 м
- 1 бр. основи под сепаратора
- 1 бр. сграда на сепарацията
- 1 бр. основи под оборудването за дозиране
- основи под стълбовете на тръбопровода

землеизкопни работи, планировка на терена

укрепване на площи

**2.Технологична част**

**2 185.700 €**

**Включва:**

1 бр. оборудване на резервоара за хомогенизация на отпадъците, разбъркване, изпомпване

1 бр. резервоари 24 \* 9,5 м 3 бр. резервоари 31,71 \* 8,66 м

1 бр. оборудване на ферментор I. етап вкл. резервоар за газ

1 бр. оборудване на резервоари за доизгниване

2 бр. оборудване на резервоари за складиране

1 бр. оборудване за дозиране 30 м<sup>2</sup>, помпа за смесване

1 бр. агрегат за обработка на газ 1 бр. сепарация

1 бр. машинно отделение за био-газ вкл. защита, газ. вентилатор, газомер, анализатор на ВР, десулфуризация на био-газа, изсушаване на био-газа

1 бр. машинно отделение за топлина за отопляване на ферментацията с разпределителен възел за свързване на допълнителен топлопровод за използване на топлината за други цели

1 бр. Факла за изгаряне на остатъчния газ

1 бр. автоматична система за управление на СзБ с визуализация 1 бр. инж. дейност, тестове, ревизии, обучение, пускане в експлоатация

**ИНФОРМАТИВНА ЦЕНА ЗА СзБ**

**2 390.520 €**

*Посочените цени са без ДДС*

**ОБЩА ИНФОРМАТИВНА ЦЕНА ЗА ЖЛЕБОВЕ ЗА СИЛАЖ (14 000 т)**

**205.480 €**

*Посочените цени са без ДДС*

**ОБЩА ИНФОРМАТИВНА ЦЕНА**

**2 596.000 €**

*Посочените цени са без ДДС*

**3. Срокове и гаранции**

**Стандартни срокове за доставка:**

-технология - 3 месеца

Предполагам срок за изграждане около 5-6 месеца от започване на работите на строителната площадка.

**Гаранции:**

-Строителна част вкл. резервоари 60 месеца

-Технологична част 24 месеца

**IV.Станцията за биогаз с мощност 0,8 MW:**

**Ценова оферта:**

**1. Строителна част .....169.076 €**

1 бр. резервоар за хомогенизиране V = 100 м<sup>3</sup>

1 бр. основи на резервоара на ферментора 23 \* 9 м

1 бр. основи на резервоара за доизгниване 23 \* 9 м

1 бр. основи на резервоара за складиране 33 \* 8 м

1 бр. основи под оборудването за дозиране

1 бр. основи под КГА

основи под контейнерите и стълбовете на

тръбопровода

землеизкопни работи, планиране

на терена комуникации за достъп, укрепване

на площи

**2. Технологична част .....1 789.100 €**

**Включва:**

1 бр. оборудване на резервоара за хомогенизация на отпадъците, разбъркване

не, изпомпване 1 бр. резервоари 23 \* 9 м 1 бр. резервоари 23 \* 9 м

1 бр. резервоари 32 \* 8 м

1 бр. оборудване на ферментор I. етап вкл. резер-

воар за газ 1 бр. оборудване на резервоари за до-

изгнване 1 бр. оборудване на резервоари за

складиране 1 бр. оборудване за дозиране 30 м<sup>3</sup>,

помпа за смесване 1 бр. КГА 0,8 MW 1 бр. агре-

гат за обработка на газ

1 бр. машинно отделение за био-газ вкл. защита, газ. вентилатор, газомер, анализатор на

ВР, десулфуризация на био-газа, изсушаване на био-газа

1 бр. машинно отделение за топлина за отопляване на ферментацията с разпределителен

възел за свързване на допълнителен топлопровод за използване на топлината за други

цели 1 бр. Факла за изгаряне на остатъчния газ

1 бр. автоматична система за управление на СзБ с визуализация 1 бр. инж. дейност, тес-

тове, ревизии, обучение, пускане в експлоатация

**ОБЩА ИНФОРМАТИВНА ЦЕНА**

**1 958.176 €**

*Посочените цени са без ДДС*

### **3.Срокове и гаранции**

**Стандартни срокове за доставка:**

-технология - 3 месеца

Предполагам срок за изграждане около 5-6 месеца от започване на работите на строителното площадка.

**Гаранции:**

- Строителна част вкл. резервоари 60 месеца;

- Технологична част 24 месеца.

**Въз основа на гореизложеното е обосновано да бъдат формирани преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници по чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ, както следва:**

**I. 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 60 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 – 5 476 лв./kW;

– за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 5 019 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 – 33.58 лв./MWh;

– за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 43.73 лв./MWh.

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

– за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 77.39 лв./MWh;

– за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW –

38.70лв./MWh.

4. Разходи за горива на транспорта в размер на:

–за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 22.96 лв./MWh;  
–за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 22.96 лв./MWh.

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

–за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 138.62 лв./MWh.  
–за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 138.62 лв./MWh.

6. Нетно специфично производство:

- за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 6 975kWh;
- за електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5 MW – 6 975kWh.

7. Среднопретеглена 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 60 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./MWh, без ДДС	лв./MWh	%
<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>340,69</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	272,56	80,00%
за разходи за амортизации	39,26	11,52%
за възвръщаемост	28,88	8,48%
<i>Електрически централи с инсталирана мощност над 500 kW до 1,5MW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>306,28</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	244,00	79,67%
за разходи за амортизации	35,98	11,74%
за възвръщаемост	26,30	8,59%

**II. 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 – 5 476 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 – 37.18 лв./MWh.

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

–за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 85.68 лв./ MWh.

4. Разходи за горива на транспорта в размер на:

–за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 12.65 лв./ MWh.

Разходи за суровини за производство на енергия в размер на:

–за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 98.16 лв./ MWh.

Нетно специфично производство:

- за електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW – 6 300kWh;

Средно претеглена норма на възвращаемост – 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./MWh, без ДДС	лв./MWh	%
<i>Електрически централи с инсталирана мощност до 500 kW</i>		
<b>Цена, в т.ч.</b>	<b>309,11</b>	<b>100,00%</b>
за експлоатационните разходи	233,67	75,60%
за разходи за амортизации	43,46	14,06%
за възвръщаемост	31,98	10,34%

Изказвания по т.3:

С. Манчев докладва правните аспекти по доклада относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса. Във връзка с §16 от Преходни и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, е създадена нова категория производител: производител на електрическа енергия от биомаса до 1,5 МВтч, като животинската тор е не по-малко от 60%. Определя се нова цена, което е основание изменението на закона. Втората категория производители са до 500 кВтч. След извършването на анализ е установено съществено изменение на ценообразуващите елементи.

И. Александров подробно представи икономическите аспекти на доклада. Работната група е описала четири оферти, постъпили в КЕВР. На тази база е получена информация каква е реалната инвестиция за киловат. Цените са разделени на две. В първата цена участва животинската субстанция, а във втората са включени растителните отпадъци. По отношение на първите инвестиции. Разгледани са четири оферти, от които е станало ясно, че цената на инвестицията е по-ниска от заложената от КЕВР през месец юни. Това означава, че има промяна с повече от 10% на ценообразуващ елемент. Същото важи и за втория тип цена. В ценовия модел е използвана средната стойност на инвестицията и по този начин е отразена реалната цена на инсталациите. Това е първата основна промяна. Преходните цени са 450 лв. за инсталация от 500 до 1500 кВтч при 50% наличие на животинска тор. За по-малката мощност цената е 483 лв. При нея цената на инвестицията е била 4000 € за инсталиран киловат. В момента цената на инвестицията 2800 €. За високата мощност е 2566 €. Втората промяна, която съществено влияе на крайната цена, е електри-



ческата ефективност. На стр. 6, т. 5 са записаните данните относно електрическата ефективност. Работната група е използвала тези данни за новия модел. Цените падат драстично и мотивите трябва да бъдат сериозни, защото може да има и обжалвания. Старият модел е изчислен при изискване за 55% животинска тор и 45% растителни остатъци. В момента законовото изискване е за над 60%. Работната група е работила с 65% изискване за животинска тор, защото има технологични изисквания за нормалното протичане на процесите. Изискването не може да бъде за повече от 65%. Това са трите основни корекции на работната група, в сравнение с предходния модел. Спадането на цената е значително, като паралелно с това се променят и експлоатационните разходи, защото те са свързани с инвестиционните. Другата цена засяга малки инсталации до 500 кВтч, работещи с растителни отпадъци. Инвестиционните разходи за тези инсталации също са коригирани в съответствие с представените в доклада оферти. Цената на растителните отпадъци е повишена малко, защото има разходи около тяхното събиране и е приета цената за силаж. Въпреки това, спадането е драстично.

И. Иванов обърна внимание, че Комисията е приела ценово решение на 30.06.2015 г. На 24.07.2015 г. в сила влиза промяна на текста в закона и изискването за 50% животински тор е променено на над 60%. Това е наложило приемането на ново ценово решение. В Комисията за наблюдение на КЕВР народни представители са обърнали внимание, че инвестиционните разходи са намалели значително, включително в рамките на годината. В КЕВР са получени четири оферти, които са прегледани внимателно. Те са представени официално по електронен път и от тях се вижда, че инвестиционните разходи са значително по-малки. Съчетанието на тези два елемента: променен процент на съдържание на животинска тор и променени инвестиционни разходи, са достатъчно основание за корекция в цените на тези два сегмента. Резултатът е сериозно намаление на цените, до нива, при които не може да има никакви спекулации от евентуални производители на енергия с такъв енергоносител. Намалението е с 30% за по-малките централи до 500 кВтч и с 33% за централите между 500 кВтч и 1500 МВтч. С този доклад КЕВР перфектно изпълнява своите отговорности по този въпрос.

В. Владимиров каза, че основният мотив за тази промяна е пазарната стойност на инвестициите в тази технология. Сравнени ли са достатъчно оферти от различни страни?

И. Александров отговори, че източниците на тези оферти са европейски. Те са реални и не са занижени.

И. Иванов допълни, че офертите не могат да бъдат занижени, защото се предлагат закупуване на оборудване.

В. Владимиров каза, че е важно какъв клас има това оборудване.

И. Александров отговори, че офертите са представителни и са много близки една до друга.

И. Иванов допълни, че в публичното пространство се е говорило, че ще има бум на такива централи. До трите ЕРП-та е изпратено писмо със запитване дали има новоприсъединени централи. Отговорите са, че няма нито една новоприсъединена централа. Само към ЕВН е имало две заявления за присъединяване, но няма информация дали те са придвижени.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 32, ал. 1, т. 1 и т. 2 от Закона за енергията от възобновяеми източници, Комисията

### **Р Е Ш И:**

1. Приема доклад относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса;

2. Насрочва обществено обсъждане на 21.10.2015 г. от 10:00 ч. на доклада по т.1., на което да бъдат поканени заинтересованите лица;

3. Докладът, датата и часът за провеждане на общественото обсъждане да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР.

Решението е взето с **шест гласа „за“** (И.Иванов, Р.Осман, А.Йорданов, В.Владимиров, Г.Златев, Е.Харитонов), от които **четири гласа** (А.Йорданов, В.Владимиров, Г.Златев, Е.Харитонов) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

**Приложения:**

1. Проект на решение относно заявление от „Комекес“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Самоков.

2. Проект на решение относно заявление от „Добруджа газ“ АД за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа на „Добруджа газ“ АД на територията на община Генерал Тошево.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-280/28.09.2015 г. относно определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници с комбиниран цикъл и индиректно използване на биомаса.

**ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:**

1. ....  
(Р. Осман)

2. ....  
(А. Йорданов)

3. ....  
(В. Владимиров)

4. ....  
(Г. Златев)

5. ....  
(Е. Харитонов)

**ПРЕДСЕДАТЕЛ:**

**ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ**

**ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:**

**Н. ГЕОРГИЕВ**