

на основание чл.149а, ал.1
от Закона за публичното предлагане на ценни книжа (ЗППЦК)

„ЕНЕРГО-ПРО ВАРНА“ ЕООД

отправя

ТЪРГОВО ПРЕДЛОЖЕНИЕ

към акционерите на

„ЕНЕРГО-ПРО МРЕЖИ“ АД,

ГР. ВАРНА

за закупуване на акции на

„Енерго-Про Мрежи“ АД,

гр. Варна

Присвоен номер по ISIN	BG1100026118
Вид на акциите	Обикновени, поименни, безналични
Номинална стойност	1 (един) лев
Предлагана цена на акция	164.42 лв. (сто шестдесет и четири лева и четиридесет и две стотинки)

КОМИСИЯТА ЗА ФИНАНСОВ НАДЗОР НЕ НОСИ ОТГОВОРНОСТ ЗА ВЕРНОСТТА НА ДАННИТЕ В ТЪРГОВОТО ПРЕДЛОЖЕНИЕ.

Дата на регистрация на Търговото предложение в Комисията за финансов надзор:

28 януари 2015 г.

СЪДЪРЖАНИЕ

1. Данни за търговия преджител	6
2. Данни за упълномощения инвестиционен посредник	7
3. Данни за дружеството – обект на Търговото предложение („Дружеството“)	7
4. Участие на Предложителя в гласовете на общото събрание на дружеството – обект на търговото предложение	7
4.1. Данни за емисията	7
4.2. Участие на Предложителя в гласовете на общото събрание на дружеството – обект на търговото предложение	8
4.3. Основание за Търговото предложение	9
4.4. Акции, обект на Търговото предложение	9
5. Предлагана цена на акция	9
6. Обосновка на предлаганата цена на акция	9
6.1. Резюме	9
6.2. Обосновка в детайли	14
7. Обезщетение за правата на акционерите, които могат да бъдат ограничени съгласно чл.151а, ал.4 от ЗППЦК	105
8. Срок за приемане на Търговото предложение	105
9. Условия за финансиране на Търговото предложение	105
10. Ред за приемане на Търговото предложение	106
10.1. Приемане на Търговото предложение	106
10.2. Допълнителни документи, които се прилагат към заявлението	106
10.3. Място, където приелите предложението акционери подават писмено заявление за неговото приемане и депозират удостоверителните документи за притежаваните акции	107
10.4. Приемане на Търговото предложение чрез подаване през друг инвестиционен посредник	107
10.5. Срок за заплащане на цената от Предложителя	107
10.6. Начин за заплащане на цената от Предложителя	108
10.7. Разходи за акционери, приели Търговото предложение	108
11. Намерения на Предложителя за бъдещата дейност на дружеството - обект на търгово предложение, и на Предложителя, доколкото е засегнат от търговото предложение.	109
11.1. Намерения на Предложителя относно двете дружества:	109
11.2. Стратегически план на Предложителя за двете дружества:	110
12. Информация за приложимия ред, ако Търговото предложение бъде оттеглено от Предложителя	112
13. Информация за възможността приемането на предложението да бъде оттеглено от приелия го акционер	113
14. Достъп до годишните счетоводни отчети на Предложителя за последните 3 години.Получаване на допълнителна информация за Търговото предложение	113
15. Разходи по Търговото предложение	114
16. Централни ежедневници, в които Предложителят ще публикува Търговото предложение, становището на управителния орган на Дружеството и резултата от Търговото предложение	114
17. Приложимо право относно договорите между Предложителя и акционерите при приемане на Търговото предложение.Компетентен съд	114
18. Право на Предложителя да изкупи акциите с право на глас в Общото събрание на дружеството, съгласно чл. 157а от ЗППЦК	114
19. Право на акционерите да изискат от Предложителя да изкупи, притежаваните от тях акции с право на глас в Общото събрание на “Енерго-Про Мрежи“ АД, съгласно чл. 157б от ЗППЦК	114
20. Отписване на Дружеството от регистъра на Комисията	115

21. Други данни, които по преценка на Предложителя имат съществено значение за осъществяването Търгово предложение	115
Приложение 1	117
Приложение 2	121
Приложение 3	123
Приложение 4	124
Приложение 5	145
Приложение 6	149
Приложение 7	155

Основни документи приложени към Търговото предложение:

1. Образци за заявление за приемане на Търгово предложение и на заявление за оттегляне на приемането на Търговото предложение;
2. Удостоверение за актуално състояние на „Енерго-Про Варна“ ЕООД;
3. Актуален учредителен акт на „Енерго-Про Варна“ ЕООД;
4. Пълномощно от „Енерго-Про Варна“ ЕООД за „БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП“ ЕАД (БКК ИП ЕАД) за целите на Търговото предлагане ;
5. Удостоверение от “ УниКредит Булбанк“ АД за наличие на средствата за финансиране на Търговото предложение;
6. Удостоверение за актуално състояние на „Енерго-Про Мрежи“ АД;
7. Актуален устав на „Енерго-Про Мрежи“ АД;
8. Декларация по чл. 151, ал. 3 от ЗППЦК, че „Енерго-Про Варна“ ЕООД като търгов преджител е подало необходимите уведомления;
9. Удостоверение, издадено от "Българска Фондова Бурса–София" АД с обобщени данни за борсовата търговия на емисия ISIN код BG1100026118;
10. Копия от удостоверението за акции (депозитарна разписка), издадени от "Централен Депозитар" АД, удостоверяващи притежавани от „Енерго-Про Варна“ ЕООД акции в“Енерго-Про Мрежи“ АД;
11. Удостоверение за актуално състояние на БКК ИП ЕАД;
12. Лиценз на БКК ИП ЕАД;
13. Експертна оценка – оценителски доклад за определяне на ликвидационната стойност на собствения капитал на “Енерго-Про Мрежи“ АД от 27 януари 2015 г..

Списък на използваните съкращения

АД	Акционерно дружество
БНБ	Българска народна банка
БФБ	„Българска фондова борса-София“ АД
ВИ	Възобновяеми енергийни източници
ВН	Високо напрежение
ВтЕЦ	Вятърни електроцентрали
ДДС	Данък добавена стойност
ДКЕВР	Държавна комисия за енергийно и водно регулиране (от 6 март 2015 г. КЕВР)
ДМА	Дълготрайни материални активи
ДНА	Дълготрайни нематериални активи
ДПИ	Доставчик от последна инстанция
ДПП	Дисконтирани парични потоци
ДППД	Дисконтирани парични потоци към дружеството
ЕАД	Еднолично акционерно дружество
ЕЕС	Електроенергийна система
ЕК	Европейска комисия
ЕООД	Еднолично дружество с ограничена отговорност
ЗЕ	Закон за енергетиката
ЗЕВИ	Закон за енергията от възобновяеми източници
ЗКПО	Закон за корпоративното подоходно облагане
ЗППЦК	Закон за публичното предлагане на ценни книжа
ИП	Инвестиционен посредник
КФН	Комисия за финансов надзор
МИ1	ТЕЦ Марица-Изток 1
МИЗ	ТЕЦ Марица-Изток 3
НН	Ниско напрежение
НС	Надзорен съвет
НСА	Нетна стойност на активите
НСИ	Национален статистически институт
ОД	Обществен доставчик
ПМДА	Пазарни множители на компании-аналози
ПП	Паричен поток
СИЕ	Дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия
СППК	Свободни парични потоци към собствения капитал
СППФ	Свободни парични потоци към фирмата
СПЦК	Среднопретеглена цена на капитала
СрН	Средно напрежение
УС	Управителен съвет
ФтЕЦ	Фотоволтаични електроцентрали
ЦК	Цена на собствения капитал

1. Данни за търговия предложител

Наименование	„Енерго-Про Варна“ ЕООД (Energo-ProVarna Ltd)
Седалище и адрес на управление	Гр. Варна 9009, р-н Владислав Варненчик, Варна Тауърс, кула Г, бул. „Владислав Варненчик“ 258
Телефон:	+ 359 52-660-832
Факс:	+ 359 52-660-848
Електронен адрес (e-mail):	ani.derikoryan@energo-pro.bg
Електронна страница(web-site):	www.energo-pro.bg
Единен идентификационен код (ЕИК)	ЕИК № 202104220

Наименование

Наименованието на търговия предложител („Предложителя“) не е променяно от учредяването на дружеството до датата на внасяне на настоящото Търгово предложение в Комисията.

Предмет на дейност

Предметът на дейност на Предложителя включва: Консултантска дейност в областта на енергетиката, търговско представителство и посредничество, лицензионни сделки и предоставяне на ноу-хау, комисионни сделки, рекламна дейност, както и всякакви други дейности, разрешени от закона, включително след получаване на съответните разрешения и лицензи, ако такива са необходими.

Управление и представителство

Органите на управление на Предложителя са: Едноличен собственик на капитала и Управители.

Едноличен собственик на капитала на „Енерго-Про Варна“ ЕООД е „Енерго Про а.с.“ (Energo-Pro a.s.), дружество учредено и съществуващо съгласно законодателството на Република Чехия, вписано в Търговски Регистър при Областния съд в Храдец Кралове, раздел Б, партида 1209 с идентификационен номер 632 17 783, със седалище: гр. Свитава, Намнести Миру № 62/39, п.к. 568 02, Чешка Република.

Понастоящем управители на „Енерго-Про Варна“ ЕООД са:

- **Михаил Димитров Желев**, с адрес: гр. Варна 9009, р-н Владислав Варненчик, Варна Тауърс, кула Г, бул. „Владислав Варненчик“ 258;
- **Стефан Тодоров Абаджиев**, с адрес: гр. Варна 9009, р-н Владислав Варненчик, Варна Тауърс, кула Г, бул. „Владислав Варненчик“ 258;
- **Георги Коршия**, с адрес: гр. Варна 9009, р-н Владислав Варненчик, Варна Тауърс, кула Г, бул. „Владислав Варненчик“ 258;

Управителят Михаил Димитров Желев представлява Предложителя самостоятелно, а останалите управители Стефан Тодоров Абаджиев и Георги Коршия само заедно.

Едноличен собственик и споразумения за упражняване правото на глас при Предложителя

„ЕнергоПро а.с.“ (Energo-Pro a.s.) притежава пряко 100% от капитала на Предложителя. Съответно, не съществуват споразумения за упражняване правото на глас в „Енерго-Про Варна“ ЕООД.

Лицето, което притежава чрез „Енерго Про а.с.“ гласове в Предложителя, е Яромир Тесарж, адрес: ул. „Задни“ № 397/15, Лачнов, п.к. 568 02, Свитава, Чешка Република – „Енерго-Про а.с.“ е контролирано от Яромир Тесарж, доколкото Яромир Тесарж притежава над 50 % от гласовете в общото събрание на „Енерго Про а.с.“ (контрол в хипотезата на § 1, т. 44, б. „а“ от Допълнителните

разпоредби на ЗППЦК) и съответно „Енерго Про а.с.“ на това основание се явява свързано лице с Яромир Тесарж.

Няма други лица, които притежават чрез свързани лица или непряко участие в капитала или в правата на глас в Предложителя.

2. Данни за упълномощения инвестиционен посредник

Наименование	„БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ - ИП“ ЕАД
Седалище и адрес на управление	гр. София 1606, р-н Красно село, ул. „Дамян Груев“ №20, ет.2, ап.4
Телефон:	+359 2 981 35 59; +359 2 400 19 20;
Факс:	+359 2 980 39 54;
Електронен адрес (e-mail):	alex@bac.bg ; p.krastev@bac.bg ;
Електронна страница(web-site):	www.bac.bg
Единен идентификационен код (ЕИК)	Вписано в Търговския регистър при Агенцията по вписванията под ЕИК № 131112767
Дата/Лиценз № за извършване на дейност като инвестиционен посредник	Лиценз издаден на основание Решение №90-ИП/28.05.2003 г., Решение 0169-ИП/08.03.2006 г. и Решение №1597-ИП/17.12.2008 г. на КФН

3. Данни за дружеството – обект на Търговското предложение („Дружеството”)

Наименование	“Енерго-Про Мрежи“ АД(Energo-Pro Grid AD)
Седалище и адрес на управление	Гр. Варна 9009, р-н Владислав Варненчик, Варна Тауърс-Е, бул. „Владислав Варненчик” 258
Телефон:	0700 16 16 1
Факс:	052 660 848
Електронен адрес (e-mail):	marina.radeva@energo-pro.bg
Електронна страница(web-site):	http://www.energo-pro-grid.bg/
Единен идентификационен код (ЕИК)	ЕИК № 104518621

4. Участие на Предложителя в гласовете на общото събрание на дружеството – обект на търговското предложение

4.1. Данни за емисията

“Енерго-Про Мрежи“ АД

ISIN код: BG1100026118

Брой ценни книжа : 1 318 000 обикновени, поименни, безналични акции с право на глас с номинална стойност 1 (един) лев всяка

Пряко притежавани акции от Предложителя: 1 188 624 броя акции.

4.2. Участие на Предложителя в гласовете на общото събрание на дружеството – обект на търговото предложение

Предложителят притежава пряко 1 188 624 броя акции и съответно толкова гласове в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД, представляващи приблизително 90.18 % от общия брой обикновени акции, респективно от гласовете в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД.

Предложителят притежава акции в Дружеството само пряко, и не притежава акции в Дружеството непряко по чл. 149, ал. 2 ЗППЦК, чрез свързани лица по чл. 148ж ЗППЦК или по друг начин. Управителите на Предложителя не притежават (пряко, чрез свързани лица по чл. 148ж ЗППЦК или непряко по чл. 149, ал. 2 ЗППЦК) акции в Дружеството. Всички притежавани от Предложителя акции в „Енерго-Про Мрежи“ АД са обикновени, поименни, безналични, с номинална стойност от 1 (един) лев, дават еднакви права и са от един клас. Всяка акция дава право на един глас в Общото събрание на акционерите на „Енерго-Про Мрежи“ АД. Книгата на акционерите се води от „Централен депозитар“ АД.

Сделки, в резултат на които Предложителят придобива притежаваните акции в „Енерго-Про Мрежи“ АД:

- 29 юни 2012 г. – „Енерго-Про Варна“ ЕООД придобива чрез свързано лице („Е.ОН България“ ЕАД) 883 060 броя акции от капитала и съответно 883 060 гласа в Общото събрание на „Е.ОН България Мрежи“ АД (предишно наименование на „Енерго-Про Мрежи“ АД), представляващи 67 % от капитала и гласовете в Общото събрание на „Е.ОН България Мрежи“ АД (предишно наименование на „Енерго-Про Мрежи“ АД) чрез придобиване на всички акции от капитала на „Е.ОН България“ ЕАД (преименовано на „Енерго-Про“ ЕАД), пряко притежаващо посочените 883 060 броя акции от капитала и съответно гласове в Общото събрание на „Е.ОН България Мрежи“ АД (предишно наименование на „Енерго-Про Мрежи“ АД);
- 5 октомври 2012 г. (дата на сетълмент) – „Енерго-Про Варна“ ЕООД придобива пряко 357 000 броя акции в резултат на сделки, сключени в резултат на проведения на 3 октомври 2012 г. смесен закрит аукцион за продажба на остатъчния държавен дял в капитала на „Енерго-Про Мрежи“ АД. В резултат на тези сделки общото участие на „Енерго-Про Варна“ ЕООД (пряко и чрез свързаното лице „Енерго-Про“ ЕАД /предишно наименование „Е.ОН България“ ЕАД/) в капитала и в гласовете в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД достига 1 240 060 бр. акции и съответно гласове или 94.09 % от капитала и гласовете в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД;
- 1 април 2013 г. (дата на вписване в Търговския регистър) – в резултат на извършено преобразуване на „Енерго-Про“ ЕАД чрез вливането му в едноличния собственик на капитала му „Енерго-Про Варна“ ЕООД участието на „Енерго-Про Варна“ ЕООД в капитала и правата на глас в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД се трансформира от пряко и непряко (чрез свързаното и контролирано от „Енерго-Про Варна“ ЕООД лице - „Енерго-Про“ ЕАД) само в пряко (пряко притежаваните от „Енерго-Про“ ЕАД 883 060 броя акции от капитала на „Енерго-Про Мрежи“ АД стават пряко притежание на „Енерго-Про Варна“ ЕООД). Общото (само пряко) участие на „Енерго-Про Варна“ ЕООД в капитала и гласовете в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД остава 1 240 060 бр. акции и съответно гласове или 94.09 % от капитала и гласовете в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД;
- 20 май 2014 г. (дата на сетълмент) – „Енерго-Про Варна“ ЕООД прехвърля чрез сключена на 16 май 2014 г. сделка 52 542 броя акции, в резултат на което общото (само пряко) участие на „Енерго-Про Варна“ ЕООД в капитала и гласовете в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД намалява до 1 187 518 бр. акции и съответно гласове или 90.1 % от капитала и гласовете в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД;

- 28 ноември 2014 г. (дата на сепълмент) – „Енерго-Про Варна“ ЕООД прехвърля чрез сключена на 26 ноември 2014 г. сделка 2 000 броя акции, в резултат на което общото (само пряко) участие на „Енерго-Про Варна“ ЕООД в капитала и гласовете в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД намалява до 1 185 518 бр.акции и съответно гласове или 89.95 % от капитала и гласовете в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД
- 28 януари 2015 г. (дата на сепълмент) – „Енерго-Про Варна“ ЕООД придобива 3 106 броя акции в резултат на сключени на 26 януари 2015 г. сделки, в резултат на което общото (само пряко) участие на „Енерго-Про Варна“ ЕООД в капитала и гласовете в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД достига 1 188 624 бр.акции и съответно гласове или 90.18 % от капитала и гласовете в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД

4.3. Основание за Търговото предложение

С придобивната сделка от 26 януари 2015 г. със сепълмент на 28 януари 2015 г. делът на Предложителя в капитала и правата на глас в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД превишава прага от 90% от капитала и от гласовете в Общото събрание на „Енерго-Про Мрежи“ АД, поради което на основание чл.149а, ал.1 от ЗППЦК за Предложителя възниква право да регистрира търгово предложение за закупуване на акциите на останалите акционери в „Енерго-Про Мрежи“ АД, като на това основание Предложителят отправя настоящото Търгово предложение.

Предложителят не е отправял предишно търгово предложение.

4.4. Акции, обект на Търговото предложение

Акции, обект на Търговото предложение (акции, които Предложителят не притежава и които иска да придобие): 129 376 броя обикновени, поименни, безналични акции с право на глас, издадени от „Енерго-Про Мрежи“ АД, с номинална стойност 1 (един) лев всяка, ISIN код: BG1100026118.

5. Предлагана цена на акция

Предложителят предлага на останалите притежатели на обикновени акции цена от 164.42 лв (сто шестдесет и четири лева и четиридесет и две стотинки) за всяка една от притежаваните от тях акции на „Енерго-Про Мрежи“ АД.

6. Обосновка на предлаганата цена на акция

6.1. Резюме

В съответствие с чл. 150, ал. 7 от ЗППЦК и чл. 24, ал. 1 т. 5 от Наредба №13 предлаганата цена от 164.42 лв (сто шестдесет и четири лева и четиридесет и две стотинки) на една акция в „Енерго-Про Мрежи“ АД не е по-ниска от най-високата между:

	Лв.
Цена на предлагането	164.420
Справедлива цена на база общоприети оценъчни методи	164.418
Среднопретеглена пазарна цена за последни 3 месеца преди датата на регистрация на търговото предложение (27.10.2014 г. – 27.01.2015 г.)	147.682
Най-висока цена, платена от Предложителя през последните 6 месеца преди датата на регистрация на търговото предложение	154.000

6.1.1. Справедлива цена на акция, определена въз основа на общоприети оценъчни методи

Акциите на “Енерго-Про Мрежи” АД не се търгуват активно по смисъла на Наредба 41 за изискванията към съдържанието на обосновката на цената на акциите на публично дружество, включително към прилагането на оценъчни методи, в случаите на преобразуване, договор за съвместно предприятие и търгово предлагане (Наредба №41). В такива случаи справедливата цена на акциите се изчислява чрез общоприети оценъчни методи.

Оценката за справедливата стойност на акциите на Дружеството е формирана при използване на следните методи: (i) метод на дисконтираните парични потоци към дружеството- тегло 55% (ДППД); (ii) метод на пазарните множители на дружества-анализи - тегло 15% (ПМДА); (iii) метод на нетната стойност на активите на дружеството - тегло 30% (НСА).

Оценката е разработена на база три сценария за развитието: базов, оптимистичен и песимистичен, със съответстващите им оценки според ДППД. Последните финансови отчети, върху които се базира ДППД, са към 30.09.2014 г. като са направени прогнози за периода 2014 г. – 2019 г. (където е необходимо до 2020 г., вж по-долу). Оценката на база метода на ПМДА почива на база текущи пазарни множители, изчислени с пазарни цени към 26.01.2015 г., и базисни финансови показатели за последните 12 месеца, приключващи на 30.09.2014 г. или, съответно, към 30.09.2014 г. Оценката според НСА е изготвена на база официалните отчети на предприятието към 30.09.2014 г.

Резултатите от прилагането на посочените методи могат да се обобщят в следната таблица.

Оценката на акциите по метода на ликвидационната стойност дава цена (137.81 лв на акция), която е по - ниска от справедливата цена, определена въз основа на горните методи и по тази причина ликвидационната стойност не се взема предвид, но за съпоставимост е включена в таблицата.

	Енерго-Про Мрежи АД				
	Цена на акция, лв				
	Метод	ДППФ	Сравнение с компании-анализи	Нетни активи на акция	Ликвидационна стойност на акция
Сценарии	Оптимистичен	190.881			
	Песимистичен	26.601			
	Базов	99.575	196.025	262.116	137.813
	Тегла на методите	0.55	0.15	0.30	0.00
	Тегла на сценариите				
	Оптимистичен	0.16			
	Песимистичен	0.16			
	Базов	0.68			
	Оценка според метода	102.508	196.025	262.116	137.813
	Оценка на справедливата стойност на акцията	164.418			

Предлаганата цена на акциите не може да бъде по-ниска от средната претеглена пазарна цена на акциите за последните 3 месеца преди регистрацията на търговото предложение, от най-високата заплатена от търговия предложител за последните 6 месеца спрямо датата на регистрацията от

търговото предложение (търговият предложител не е придобивал акции чрез свързани лица или непряко в случаите по чл. 149, ал. 2 ЗППЦК), както и от справедливата цена според общоприети оценъчни методи.

Данните за цените на акциите на дружеството (пазарни и резултат от оценъчните методи) са представени с точност до третия знак след десетичната запетая, по общоприетото аритметично правило. Финансовите данни са представени в хиляди лева, ако не е посочено друго и са закръглени до най-близките 1000 лв по общоприетото аритметично правило.

Обосновка на използваните тегла при калкулирането на оценката на справедливата стойност на акциите на дружеството според общоприети оценъчни методи

Методите за оценка на едно дружество могат да се разделят на две основни категории. Първата разглежда дружеството като действащо предприятие. Тези методи в най-пълна степен отчитат спецификите и резултатите от дейността на едно дружество, както и очакванията за неговото бъдеще, както и за отрасъла, в който то оперира, макроикономическата и регулаторната рамка и др. Именно тези фактори са от най-голямо значение за инвеститорите при взимане на инвестиционни решения и това прави тези оценъчни методи най-често прилагани, когато предприятието в действителност оперира. Такъв е методът на дисконтираните парични потоци, както и методът на сравнение с дружества-анализи.

Другата категория методи базират оценката на дружеството върху текущото състояние на неговите активи и задължения като оценяват нетната стойност на активите му или възстановимата стойност на нетните му активи (примерно методът на оценка според ликвидационна стойност). Тези методи не отчитат перспективите пред дружеството и поради това са по-подходящи за неопериращо предприятие или предприятие пред ликвидация.

Според нас най-удачният метод за оценка на дружеството е методът на дисконтираните парични потоци. Той отчита както текущото финансово състояние и състояние на бизнеса, така и още по-важно, очакванията за бъдещето му. Освен това, този метод позволява да се отчетат спецификите на дейността и финансовото състояние на конкретното дружество, а не да се ползват на пример осреднени показатели за сектора или аналогични дружества. Не само, че този метод е най-използван в практиката, но в случая той е особено приложим, понеже не съществуват много близки компании-анализи, търгувани на регулиран пазар. Освен това, поради факта, че активите на дружеството са свързани с конкретна лицензионна дейност, осъществявана на конкретна територия, тяхната реализируема стойност е тясно свързана с постиганите финансови резултати от тази дейност, а най-подходящият оценъчен метод, който отчита очакваните резултати от дейността, е именно методът на дисконтираните парични потоци.

Този метод позволява да се отчете в пълна степен ефекта от действието на максимален брой фактори, които определят бъдещите финансови резултати на едно дружество и да се заложат различни вероятности за развитието на тези променливи. За целта сме формулирали три сценария за развитието на дружеството – оптимистичен, песимистичен и базов. Основните групи фактори, които оказват влияние върху дейността на дружеството са пазарната конюнктура, регулаторната рамка и микро-факторите, вътрешни за дружеството. Методът на дисконтираните парични потоци ни дава възможност да моделираме и трите групи, както и съвместния им ефект. Разработени са сценарии за развитието на пазара на електроенергия в страната, а в оптимистичния и песимистичния сценарий са заложили и възможности за промени в регулаторната рамка. Що се отнася до вътрешните фактори, методът позволява да се отчете в пълен размер ефекта от очакваните промени в приходите и разходите, ефекта от планираните инвестиции и др. Резултатите от модела са надеждни понеже са базират на калкулирането на справедливата стойност като директен резултат от тези параметри,

конкретни за даденото дружество, без върху този процес да оказват влияние фактори като моментна конюнктура на фондовия пазар или отчитане на неспецифични за дружеството особености, които са присъщи за негови дружества -аналози, например. В същото време методът отчита и очакванията за бъдещото състояние на нетните му активи, от което зависи цената, която инвеститорите са готови да заплатят за тях в момента. Методът позволява да се отчете експлицитно и нивото на риск на дружеството, нивото на риск на паричните му потоци в зависимост от очакваните промени в дружеството и отдалечеността на потоците във времето, което не е присъщо на другите методи на оценка.

Прогнозите за финансовите резултати, на дружеството, инвестициите и ефекта от тези инвестиции са направени като резултат от задълбочен анализ на дейността на дружеството и пазара, на който то оперира, на регулаторната рамка на този пазар, формулирани са различни сценарии за развитието както на вътрешните, така и на външните за дружеството фактори, което ни дава увереност, че посредством прилагането на метода сме обхванали във висока степен възможностите за развитие на дружеството и сме оценили достоверно справедливата му стойност според метода при по-благоприятно и по-неблагоприятно развитие на тези групи фактори.

От всичко, казано до тук можем да заключим, че най-подходящият метод за оценка на дружеството-обект на търгово предлагане е методът на дисконтираните парични потоци и съответно той трябва да има най-високо тегло при оценката на справедливата стойност на дружеството. Практиката показва, че на този метод обикновено се дава тегло между 50% и 70%. Ние му даваме тегло от 55%, като прилагаме и още един пазарен метод – метод на сравнение с дружества-аналози.

Следващият метод е сравнение с компании-аналози. Силните страни на този метод са, че от една страна се отчита текущото състояние на дружеството, но отново се отчитат и преобладаващите очаквания на инвеститорите за бъдещото развитие, понеже по принцип те са склонни да заплатят по-високи пазарни множители при положителни очаквания за бизнеса и обратно – по-ниски при по-песимистични очаквания. Недостатъците на този метод в случая с „Енерго-Про Мрежи“ АД са два. Първо, няма достатъчно близки компании-аналози - единственият борсовотъргуван български аналог е „ЧЕЗ Разпределение България“ АД. Освен това, търговията с акции на това дружество е нисколиквидна (въпреки че една трета от акциите се притежават от миноритарни акционери). За периода 26.10.2014 г – 26.01.2015 г. на борсата са изтъргувани по-малко от 0.01% от акциите на „ЧЕЗ Разпределение България АД“ и следователно не може да се каже, че те се търгуват активно. Това не дава достатъчно сигурност в обективността на формираните на база пазарната цена пазарни множители. Всичко това силно ограничава възможността методът да бъде приложен с високо тегло. За да адресираме недостатъка, свързан с ниската ликвидност на акциите на дружеството-аналог, сме включили в оценката според този метод и SC Electrica SA, Румъния. Това дружество може да се приеме за аналог на оценяваното дружество, тъй като Румъния и България се намират на сходно равнище на икономическо развитие, членки са на ЕС от един и същи момент, което предполага тенденция към сходство в законодателствата. В същото време Румънският фондов пазар е по-ликвиден от Българския, което ни позволява да балансираме евентуалния изкривяващ ефект, който по-ниската ликвидност на българската фондова борса би могла да има при формиране на оценката. Въпреки че румънското дружество инкорпорира в себе си и функцията на краен снабдител, по-голямата част от резултатите му се формират от дейността разпределение на електроенергия, което ни дава основание да го използваме като аналог, подхождайки към метода на сравнение с компании-аналози предпазливо (виж по-долу за детайлно представяне на SC Electrica SA). Според нас не е целесъобразно да се ползват компании-аналози от икономики и юрисдикции в голяма степен отдалечени от българската (глобални средни пазарни множители на дружества-аналози или такива за развити страни, възникващи пазари и пр.) поради големите различия в пазарната и регулаторната

среда, а регулациите са особено важни за сектора, в който оперира оценяваното дружество. От друга страна, акциите на дружеството-обект на търгово предлагане се търгуват на същия пазар, както и „ЧЕЗ Разпределение България„АД, следователно „санкциите“, които инвеститорите налагат в своите оценки за недостатъчна ликвидност, биха се приложили, както към дружеството-аналог, така и върху дружеството-обект на търгово предлагане.

От казаното до тук можем да заключим, че методът на сравнение с дружества аналози крие рискове относно обективността на оценката, получена чрез него. В същото време в оценката е използвано най-близкото българско дружество-аналог, търгувано на регулиран пазар, а включването и на румънско дружество-аналог ни позволява да адресираме проблема с ниската ликвидност на българския фондов пазар. Методът дава възможност да се използва добър коректив на оценката на база общите очаквания на пазарните учатници за развитието на сектора и дружеството. Поради тези причини вярваме, че методът следва да бъде приложен, но със значително по-ниско тегло от метода на дисконтираните парични потоци. Използваме 15%.

Следващият метод, който може да бъде приложен, е нетната стойност на активите. Положителните страни на метода са в това, че се базира на официални счетоводни отчети към даден момент, но в това се състои и най-големият му недостатък – този метод отчита текущото финансово състояние на дружеството без да отчита перспективите пред него, както и ползите, които дружеството генерира за своите акционери, а това всъщност са водещите фактори, определящи инвестиционното решение при действащи предприятия. Това е статичен метод, според който оценката на справедливата стойност на дружеството се базира на счетоводната стойност на собствения капитал. Методът по никакъв начин не отчита очакванията за бъдещото развитие на дружеството, пазарната и регулаторната среда. При нефинансовите предприятия активите най-често не са отразени в счетоводния баланс по пазарна (или реализируема) стойност, което отдалечава балансовата стойност на собствения капитал от справедливата такава. В конкретния случай, активите на дружеството-обект на търгово предлагане са свързани с конкретна лицензионна дейност, осъществявана на конкретна територия и приложимостта на тези активи извън тази дейност и територия би била силно ограничена, а тяхната реализируема стойност би била силно зависима от финансовите резултати от упражняваната дейност. Очакванията за бъдещето обаче са основният критерий, според който инвеститорите взимат решения за вложенията си, а от калкулациите по метода на Дисконтираните парични потоци се вижда, че оценено на база очакваните бъдещи потоци, дружеството-обект на търгово предлагане има по-ниска стойност - има съществена разлика между „моментната снимка“ на стойността на дружеството (като се отчитат и всички по-големи или по-малки разминавания между балансовата стойност на активите и тяхната реализируема/възстановима стойност) и очакванията за бъдещите ползи за инвеститорите в акциите на дружеството. Според финансовата теория, когато дружеството генерира възвръщаемост на собствения капитал по-ниска от очакваната (равна на цената на собствения капитал за дружеството), какъвто е случаят с оценяваното дружество, справедливата стойност на нетните му активи е по-ниска от балансовата. Всичко това методът на нетната стойност на активите не отчита.

Трябва да отбележим, че поради специфичната си дейност не е възможно дружеството да бъде ликвидирано и следователно акционерите му да получат дял от активите след погасяване на задълженията, което прави нетната стойност на активите в случая по-скоро коректив, отколкото надежден самостоятелен метод на оценка.

Поради тези причини, като отчетем положителните страни на метода и недостатъците му, считаме, че методът следва да се приложи, но с тегло, по-ниско от това на метода на дисконтираните парични потоци – прилагаме тегло 30 %.

В обобщение, водеща роля за оценката трябва да има методът на дисконтираните парични потоци. Методът на нетна стойност на активите е подходящ и трябва да се приложи, но без да му се дава приоритет поради факта, че дава моментна оценка на дружеството (в допълнение, цената по ликвидационна оценка е значително по-ниска от балансовата стойност). Следващият подходящ метод, сравнение с компании-аналози, е с намалена обективност поради ниската ликвидност на борсата и недостатъчния брой дружества-аналози (на проблема с ликвидността се противодейства като се включва в анализа и румънско дружество-аналог). За това прилагаме 55% тегло на метода на дисконтираните парични потоци, 15% на сравнението с компании-аналози и 30% на нетната стойност на активите.

6.1.2. Среднопретеглена цена през последните 3 месеца преди датата на обосновка на предлаганата цена

Съгласно приложеното удостоверение от БФБ, акциите на „Енерго-Про Мрежи“ АД се търгуват на сегмент акции Standart на „Българска фондова борса – София“ АД. За тримесечния период от 26.10.2014 г. до 26.01.2015 г. включително са сключени общо 48 сделки при изтъргувани 6 720 броя акции, на средна цена 147.310 лв. Общата сума на сключените сделки е 989 903.11 лева.

В посочения тримесечен период, най-ниската цена за сключена сделка с акции на „Енерго-Про Мрежи“ АД е 138.521 лева за акция, най-високата цена е 154.000 лева.

Към последния ден от посочените 3 месеца, предхождащи датата на обосновката, в който са били сключвани сделки с акции на „Енерго-Про Мрежи“ АД, цената на затваряне е 154.000 лева за акция.

6.1.3. Най-висока цена за акция на „Енерго-Про Мрежи“ АД, заплатена от Предложителя през последните 6 месеца преди датата на регистрация на търговото предложение

Най-високата цена за една акция на „Енерго-Про Мрежи“ АД, заплатена от Предложителя през последните 6 месеца преди датата на регистрация на търговото предложение е 154 лева.

Предложителят не е придобивал акции, издадени от „Енерго-Про Мрежи“ АД, чрез свързани лица или лица по чл. 149, ал. 2 ЗППЦК.

6.1.4. Други

Комисията за финансов надзор не е одобрила, нито е отказала одобрение на справедливата цена на акциите. Комисията за финансов надзор не носи отговорност за верността и пълнотата на съдържащите се в обосновката данни.

Обосновката на предлаганата цена е с дата: 27 януари 2015 и има срок на валидност 6 (шест) месеца.

6.2. Обосновка в детайли

6.2.1. Основна информация относно „Енерго-Про Мрежи“ АД

В края на месец юни 2012 г. ЕНЕРГО-ПРО закупи от немската компания „Е.ОН Енержи“ АГ холдинговото дружество „Е.ОН България“ ЕАД в България и по този начин придоби индиректно дружества, притежаващи лицензии за следните дейности в енергетиката:

- разпределение на електрическа енергия („Енерго-Про Мрежи“ АД);
- снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител („Енерго-Про Продажби“ АД);

- търговия с електрическа енергия и координатор на стандартна балансираща група („Енерго-Про Енергийни Услуги“ ЕООД).

С решение № Л- 410 от 01.07.2013 г. ДКЕВР издава на „Енерго-Про Продажби“ АД лицензия за осъществяване на дейността „доставка на електроенергия от доставчик от последна инстанция“ за срок от 26 години, а с решение № И1 - Л- 410-17/29.11.2013 г. на ДКЕВР, лицензията е изменена и допълнена с правата и задълженията на „координатор на специална балансираща група“.

Лицензията на „Енерго-Про Продажби“ АД за дейността по „обществено снабдяване с електроенергия“ също е допълнена с правата и задълженията на „координатор на специална балансираща група“.

Лицензионната територия на „Енерго-Про Мрежи“ АД и „Енерго-Про Продажби“ АД е с размер от близо 30 000 кв. км и покрива 9 административни области в Североизточна България - Варна, Велико Търново, Габрово, Добрич, Разград, Русе, Силистра, Търговище и Шумен. За доброто обслужване на клиентите на „Енерго-Про Мрежи“ АД и „Енерго-Про Продажби“ АД са обособени 11 центъра за обслужване на клиенти, разположени в 11 града в Североизточна България и денонощен телефонен център **0700 161 61**.

„Енерго-Про Енергийни Услуги“ ЕООД продава електрическа енергия по свободно договорени цени и е един от водещите търговци на либерализирания пазар. Компанията е с дългогодишен опит и е сред първите търговци, регистрирани на българския електроенергиен пазар. В началото на юли 2012 г. лицензията на дружеството за търговия с електрическа енергия е допълнена с правата и задълженията за дейността "координатор на стандартна балансираща група".

Предметът на дейност на „Енерго-Про Мрежи“ АД, вписан в Търговския регистър към Агенция по вписванията, е: експлоатация и управление на електроразпределителната мрежа на дружеството (ЕРМ), представляваща съвкупност от електропроводни линии и електрически уредби със средно, ниско и високо напрежение, чрез която дружеството извършва пренос и разпределение на електрическа енергия на обособена територия, при наличие и поддържане на валидна лицензия за разпределение на електрическа енергия на определена територия; на територията, обхваната от ЕРМ, дружеството осигурява: разпределение и пренос на електрическа енергия чрез ЕРМ, като дружеството сключва и изпълнява договори за пренос на електрическа енергия и за ползването на ЕРМ съгласно действащото законодателство; оперативно управление на ЕРМ; поддържане на ЕРМ, обектите и съоръженията в съответствие с техническите изисквания; развитие на ЕРМ в съответствие с перспективите за икономическо развитие и прогнозите за изменение на потреблението на електрическа енергия в региона; поддържане и развитие на спомагателни мрежи; надеждното функциониране на ЕРМ и непрекъснатост на разпределението на електрическа енергия; присъединяването към ЕРМ на производители и на потребители на електрическа енергия; предоставянето на други услуги (включително на системните услуги), свързани с разпределението и преноса на електрическа енергия.

„Енерго-Про Мрежи“ АД осъществява лицензионна дейност по разпределение на електрическа енергия и изпълнява функциите на оператор на електроразпределителна мрежа по смисъла на ЗЕ.

Кратка финансова информация

Като източници за финансова информация на дружеството са използвани официалните му финансови отчети към 31.12.2010 г., 31.12.2011 г., 31.12.2012 г., 31.12.2013 г., 30.09.2013 г., 30.06.2014 г. и 30.09.2014 г.

Отчет за дохода	2010	2011	2012	2013	09-13	06-14	09-14
Хил. лв							

„Енерго-Про Мрежи“ АД	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т
Продажби	229,109	295,388	398,533	373,737	295,801	128,527	173,245
Такси за разпределение	217,628	277,976	382,960	360,401	285,874	121,881	163,507
Услуги (свързване на нови абонати)	5,345	6,651	7,733	8,453	6,298	4,383	6,605
Други приходи	6,136	10,761	7,841	4,883	3,629	2,263	3,133
Разходи	187,907	242,561	340,002	313,134	248,774	97,949	128,048
Покупка на енергия (технологични разходи)	92,056	100,729	94,962	91,242	62,547	43,916	50,510
Технологични загуби				91,242		43,916	
Такси за мрежа високо напрежение	18,411	74,809	143,290	128,307	122,414	20,153	30,719
Административни разходи (без провизии)	70,608	67,466	81,002	71,824	42,031	32,672	48,992
Други разходи, нето (провизии)	6,832	-443	20,748	21,760	21,782	1,208	-2,173
Брутен марж (енергия)	107,161	102,438	144,708	140,851	100,913	57,812	82,278
Брутен марж, %	49%	37%	38%	39%	35%	47%	50%
Печалба преди лихви, данъци и амортизации (EBITDA)	41,202	52,827	58,531	60,603	47,027	30,578	45,197
EBITDA марж, %	18%	18%	15%	16%	16%	24%	26%
Амортизации	39,885	42,315	44,867	50,810	37,912	24,182	41,371
Печалба преди лихви и данъци (EBIT)	1,317	10,512	13,664	9,793	9,115	6,396	3,826
EBIT марж, %	1%	4%	3%	3%	3%	5%	2%
Финансови приходи/разходи, нето	-1,505	-862	-720	1858	1,606	1000	2069
Приходи от лихви	11	856	68	2291	1,869	863	
Други финансови приходи				233	233	352	
Разходи за лихви	-230	-708	-482	-383	-383	0	
Разходи за лихви по провизии	-1,252	-978	-279	-223	-78	-186	
Други финансови разходи	-34	-32	-27	-60	-35	-29	
Данъци	-5	835	1,295	1,043	0	0	0
Нетна печалба	-183	8,815	11,649	10,609	10,721	7,396	5,895
Други всеобхватни доходи (нето)	-719	991	-323	-931	0	0	0
Общ всеобхвaten доход	-902	9,806	11,326	9,678	10,721	7,396	5,895
Отчет за финансовото състояние	2010	2011	2012	2013	09-13	06-14	09-14
Хил. лв							

„Енерго-Про Мрежи“ АД	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т
Дълготрайни материални и нематериални активи	387,918	410,673	431,610	401,066	409,970	379,940	364,195
Финансови активи						46,159	46,159
Общо дълготрайни активи	387,918	410,673	431,610	401,066	409,970	426,099	410,354
Материални запаси	6,464	6,934	3,718	6,467	6,648	6,214	5,098
Вземания от свързани лица	51,416	50,622	51,219	63,517	33,780	24,182	15,529
Търговски и други вземания	6,686	4,812	7,192	5,406	4,223	26,105	25,151
Данъчни вземания	4,444	785	0	382	867	180	270
Пари и парични еквиваленти	1,098	117	3,402	48,175	40,352	16,477	34,506
Държани за продажба		701					
Общо краткосрочни активи	70,108	63,971	65,531	123,947	85,870	73,158	80,554
Общо активи	458,026	474,644	497,141	525,013	495,840	499,257	490,908
Основен капитал	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318
Резерви	70,015	70,015	70,015	68,890	70,015	68,890	68,890
Финансов резултат (с натрупване)	237,431	247,237	258,563	269,366	269,284	276,762	275,261
Собствен капитал	308,764	318,570	329,896	339,574	340,617	346,970	345,469
Отсрочени данъци	3,571	4,006	3,367	2,375	3,367	2,375	2,375
Провизии по задължения за пенсиониране	1,821	1,164	1,564	2,668	1,785	2,628	2,605
Провизии за задължения към персонала	161	218	188	190	188	168	146
Други провизии	20,267	19,230	19,059	17,356	17,971	17,352	17,091
Финансирания	278	171	326	320	316	314	311
Приходи за бъдещи периоди	54,200	58,540	60,305	56,560	58,123	54,236	52,800
Дългосрочни задължения	80,298	83,329	84,809	79,469	81,750	77,073	75,328
Търговски задължения	42,615	47,025	49,020	49,827	19,882	17,104	15,872
Заеми от свързани лица	16,917	15,719		0	0	0	0
Данъчни задължения	0	0	1,337	0	0	0	0
Провизии по задължения за пенсиониране	308	134	270	204	270	204	204
Провизии за задължения към персонала	995	537	470	380	618	1,048	534
Други провизии	2,504	2,485	23,588	47,094	44,952	48,393	45,036
Финансирания	280	194	19	12	19	12	12
Приходи за бъдещи периоди	5,345	6,651	7,732	8,453	7,732	8,453	8,453
Краткосрочни задължения	68,964	72,745	82,436	105,970	73,473	75,214	70,111
Общо задължения и собствен капитал	458,026	474,644	497,141	525,013	495,840	499,257	490,908

	2011	2012	2013	9/2014 (12м)
Коефициенти за рентабилност, %				
ROA	2.43	2.47	2.00	1.01
ROE	3.13	3.49	2.89	1.41
EBITDA марж	17.88	14.69	16.22	23.40
EBIT марж	3.56	3.43	2.62	1.79

Марж на нетната печалба	2.98	2.92	2.84	2.30
Оперативен ПП / Средно Задължения	0.43	0.46	0.38	0.44
Коефициенти за активи и ликвидност				
Текуща ликвидност	1.02	0.88	0.79	1.15
Бърза ликвидност	0.92	0.78	0.75	1.08
Незабавна ликвидност	0.02	0.00	0.04	0.49
Обръщаемост на активите	0.63	0.82	0.73	0.51
Обръщаемост на вземанията	4.97	6.95	5.85	6.29
Коефициенти на една акция, лв				
Собствен капитал	241.71	250.30	257.64	262.12
Печалба (общ всеобхватен доход)	7.44	8.59	7.34	4.47
Продажби	224.12	302.38	283.56	131.45
Дивиденди				
Покритие на дивидент	0.00	0.00	0.00	
Коефициент на изплащане на дивидент	0.00	0.00	0.00	
Коефициент на реинвестираната печалба	1.00	1.00	1.00	
Коефициенти на развитие				
Темп на нарастване на активите (за междинните периоди нарастването е към края на предходната година)	3.63	4.74	5.61	-6.50
Темп на нарастване на нетната печалба на акция (общ всеобхватен доход, за съотв. период на предходната година, при стойностите за последните 12 м. към края на септ. 2014 г. нарастванията са спрямо 2013 г.)	n.a.	15.50	-14.56	-49.87
Темп на нарастване на продажбите (за съотв. период на предходната година, при стойностите за последните 12 м. към края на септ. 2014 г. нарастванията са спрямо 2013 г.)	28.93	34.92	-6.22	-32.79
Коефициенти на ливъридж				
Общо активи/ собствен капитал	1.49	1.51	1.55	1.42
Дългосрочни задължения/ собствен капитал	0.26	0.26	0.23	0.22
Заемен капитал/ собствен капитал	0.05	0.00	0.00	0.00
Пазарни коефициенти*				
Брой акции на дружеството				1,318,000
Пазарна цена, лв (цена на затваряне за 26.01.2015 г.)*				154.00
P/E				41.84
P/B				0.59
P/S				0.81

*Източник: www.bse-sofia.bg, 26.01.2015 г.

Методологични бележки и източници на информация по отношение на финансовите коефициенти

Като източници за финансова информация на дружеството са използвани официалните му финансови отчети към 31.12.2011 г., 31.12.2012 г., 31.12.2013 г., 30.09.2013 г., 30.06.2014 г. и 30.09.2014 г.,

	Бележки
Коефициенти за рентабилност	
ROA (на база общ всеобх. доход)	(Общ всеобхватен доход за периода + разходи за лихви) / Средно активи за периода
ROE (на база общ всеобх. доход)	Общ всеобхватен доход за периода / Средно собствен капитал за периода

EBITDA марж	Печалба преди лихви, данъци и амортизации / Продажби
EBIT марж	Печалба преди лихви и данъци / Продажби
Марж на нетната печалба	Нетна печалба / Продажби
Коефициенти за активи ликвидност	
Текуща ликвидност	Текущи активи / Текущи задължения
Бърза ликвидност	(Текущи активи - материални запаси) / Текущи задължения
Незабавна ликвидност	Пари и парични еквиваленти / Текущи задължения
Обръщаемост на активите	Продажби / Средно активи за периода
Обръщаемост на вземанията	Продажби / Средно вземания за периода
Коефициенти на една акция, лв	
Собствен капитал	Собствен капитал / Брой акции (текущ)
Печалба	Печалба / Брой акции (текущ)
Продажби	Продажби/Брой акции (текущ)
Дивиденди	
Покритие на дивидент	Общ всеобхватен доход за периода / Дивидент за съответния период
Коефициент на изплащане на дивидент	Дивидент за периода / Общ всеобхватен доход за съответния период
Коефициент на реинвестираната печалба	Неразпределена печалба и резерви за периода / Общ всеобхватен доход за съответния период (равен на 1 - коеф. на изплащане на дивидент)
Коефициенти на ливъридж	
Общо активи/ собствен капитал	
Дългосрочен дълг/ собствен капитал	
Замен капитал/ собствен капитал	
Пазарни коефициенти	
P/E	Цена на акция към общия всеобхватен доход на акция за последните 12 месеца и цена към 26.01.2015 г. , източник за цената на затваряне е уеб-сайтът на „Българска фондова борса -София“ АД, а за финансовите дани на предприятието – официалните финансови отчети на дружеството към 30.09.2014 г., 31.12.2013 г. и 30.09.2013 г.
P/B	Цена на акция към собствен капитал на акция за последните 12 месеца и цена към 26.01.2015 г. източник за цената на затваряне е уеб-сайтът на „Българска фондова борса - София“ АД, а за финансовите дани на предприятието – официалните финансови отчети на дружеството към 30.09.2014 г.
P/S	Цена на акция към продажби на акция за последните 12 месеца и цена към 26.01.2015 г. , източник за цената на затваряне е уеб-сайтът на „Българска фондова борса - София“ АД, а за финансовите дани на предприятието – официалните финансови отчети на дружеството към 30.09.2014 г., 31.12.2013 г. и 30.09.2013 г.

Извън посочената в това търгово предложение към датата на обосновката не е налице друга финансова информация (данни от финансови отчети и/или финансови съотношения), която се счита за съществена от заявителя или е поискана от Комисията.

При оценка на Търговото предложение, акционерите трябва да са наясно, че историческите финансови показатели на компанията не са гаранция за бъдещите такива, а и че резултатите от междинни периоди не са непременно показателни за годишните такива. Поради промени в регулаторната база и пазарната конюнктура, не е целесъобразно историческата финансова информация да се екстраполира по отношение на бъдещето.

SWOT Анализ (силни страни, слаби страни, възможности и заплахи)

"Енерго-Про Мрежи" АД е единствено дружество с лицензия за разпределение на електрическа енергия и което изпълнява функциите на оператор на електроразпределителна мрежа по смисъла на ЗЕ в административните области в Североизточна България - Варна, Велико Търново, Габрово, Добрич, Разград, Русе, Силистра, Търговище и Шумен.

Силни страни

- Стабилни балансови показатели;
- Естествен монопол в границите на лицензионната си територия;
- Стабилно генериране на парични потоци.

Слаби страни

- Относително ниска текуща рентабилност;
- Свиване на електроенергийния пазар в страната поради икономическата криза;
- Силна зависимост от решенията на регулаторните органи;
- В настоящия момент нивото на признати от регулаторните органи технологични разходи е по-ниско от реално понасяните такива.

Възможности

- Инвестиции в инфраструктура с цел понижаване на реалното ниво на понасяните технологични разходи;
- Повишаване на потреблението на електроенергия в следствие от засилване на икономическия растеж;
- Контрол над административните разходи
- Повишаване качеството на предлаганите услуги.

Заплахи

- Недостатъчно висок ръст на потреблението на електроенергия в бъдеще;
- Неблагоприятни за компанията промени в регулаторната рамка;
- Непълно реализиране на потенциала на правените инвестиции;
- Недостатъчно ефективен контрол на административните разходи.

6.2.2. Информация за пазара на електроенергия в България¹

Съгласно последния Годишен доклад за Европейската комисия на ДКЕВР, юли 2014 г., общата инсталирана мощност в страната за 2013 г. е 11 840 MW. Максималната разполагаема производствена мощност към годишния максимум е в размер на 10 132 MW, а върховият товар през януари 2013 г. е 6 672 MW.

¹Национален доклад, изготвен от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) до Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори и Европейската комисия в съответствие със задълженията за докладване, съгласно чл. 37, ал. 1 б. „д“ от Директива 2009/72/ЕО и чл. 41, ал. 1 б. „д“ от Директива 2009/73/ЕО - <http://www.dker.bg/PDOCS/SEWRC-Rep-ACER-2014.pdf>.

Годишното нетно производство на страната през отчетния период – 2013 г. е в размер на 43 650 000 MWh, което е намаление на нетното производство спрямо 2012 г. с 7,5%. Една от причините за това е отчетеният за втора поредна година спад на брутното вътрешно потребление на електрическа енергия в страната за 2013 г., което е с 2,4% по-ниско от потреблението през 2012 г. и с 3,7% по-ниско от това през 2011 г. За първите 8 месеца на 2014 г. нетното производство възлиза на 27 694 000 MWh.

Пазарът – някои количествени индикатори²

Нетно вътрешно потребление (ГВтч)	Месеци												
Година	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Общо
2001	3,637	3,186	2,872	2,652	2,245	2,087	2,161	2,182	2,129	2,463	3,143	3,937	32,694
2002	3,759	2,849	2,928	2,688	2,141	2,113	2,182	2,142	2,187	2,592	2,888	3,565	32,034
2003	3,514	3,392	3,253	2,733	2,145	2,077	2,238	2,236	2,195	2,629	2,871	3,314	32,597
2004	3,565	3,094	2,904	2,382	2,239	2,162	2,273	2,220	2,198	2,447	2,812	3,227	31,523
2005	3,244	3,075	3,069	2,511	2,302	2,242	2,373	2,357	2,306	2,681	3,028	3,339	32,527
2006	3,623	3,155	3,102	2,479	2,420	2,152	2,433	2,498	2,423	2,686	3,065	3,394	33,430
2007	3,333	2,970	3,218	2,556	2,484	2,474	2,592	2,584	2,453	2,826	3,281	3,638	34,409
2008	3,865	3,348	2,988	2,648	2,484	2,428	2,592	2,620	2,538	2,748	3,050	3,375	34,684
2009	3,686	3,148	3,177	2,472	2,355	2,355	2,537	2,471	2,355	2,674	2,864	3,319	33,413
2010	3,568	3,156	3,123	2,528	2,363	2,325	2,476	2,584	2,304	2,812	2,650	3,323	33,212
2011	3,630	3,268	3,286	2,601	2,380	2,450	2,595	2,577	2,446	2,837	3,246	3,425	34,741
2012	3,725	3,725	3,232	2,536	2,416	2,449	2,683	2,609	2,376	2,472	2,875	3,498	34,596
2013	3,610	3,162	3,241	2,701	2,306	2,358	2,513	2,520	2,395	2,697	2,869	3,502	33,874
2014	3,461	3,007	2,921	2,641	2,487	2,415	2,551	2,539					

ГВтч	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Внос	1,093	2,039	1,283	742	800	1,137	3,057	3,097	2,662	1,166	1,450	2,353	3,351	2,905
Износ	8,018	8,334	6,772	6,619	8,381	8,882	7,534	8,441	7,735	9,613	12,110	10,661	9,532	8,577

Енергийна интензивност на икономиката³

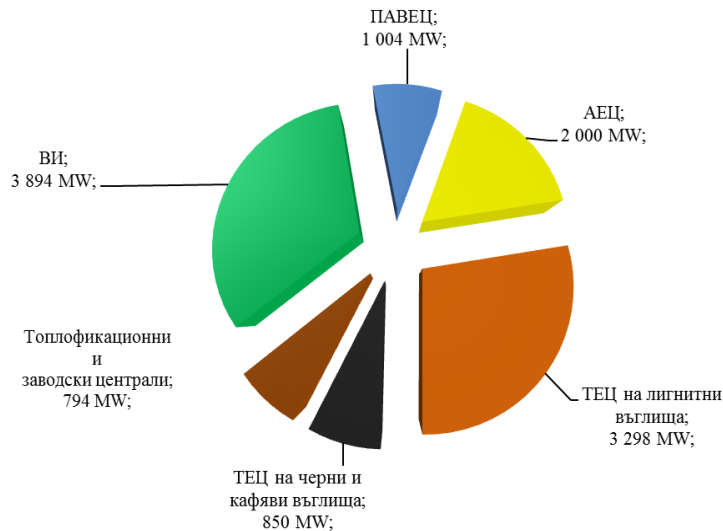
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Тона нефтен еквивалент за 1000 евро БВП (2005 = 100)	0.870	0.865	0.838	0.765	0.711	0.659	0.669	0.706	0.671

² Източник: НСИ

³ Източник: НСИ

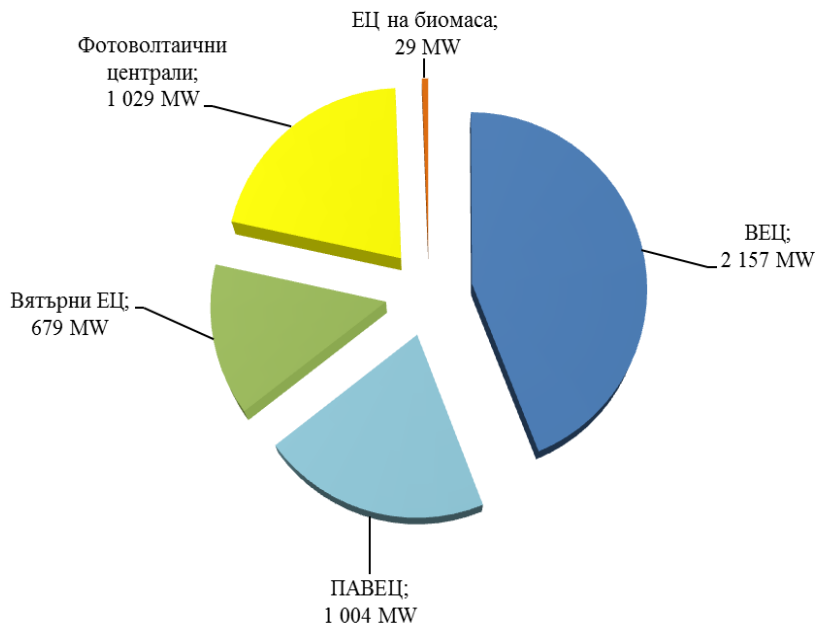
Инсталирани мощности – структура

Обща разполагаема инсталираната мощност в MW



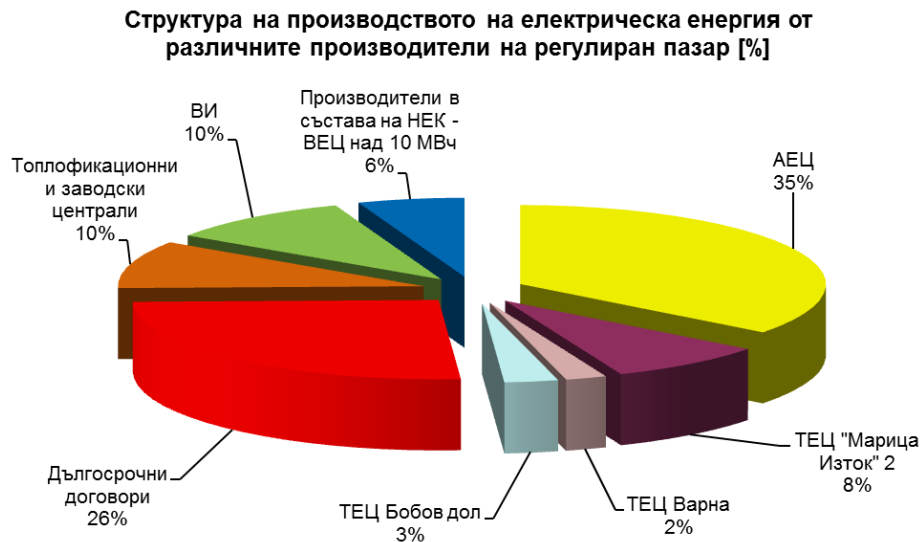
Видно от представената информация, е че дялът на ВИ, в общата структура на инсталираните мощности в страната е 41,37%, като дялът на енергията произвеждана от ВИ в общото производство в страната достига 16,6 %.

Структура на инсталираната мощност от ВИ в MW

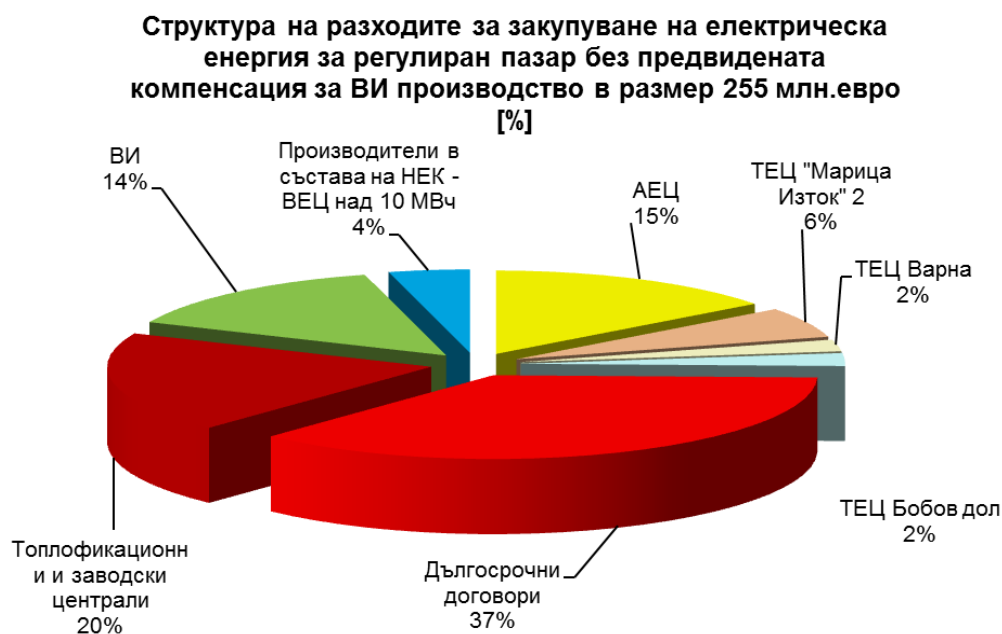


Съгласно последните препоръки за енергийния сектор на Европейската Комисия, в последните години възобновяемите източници са били силно подкрепяни с преференциални цени. Този факт е направил възможен огромния ръст на ВИ в енергийния микс, което е в съответствие с екологичните цели за постигане към 2020 г. Въпреки това, този вид подкрепа води до отклонения от ценовите и пазарни механизми и съответно до нарушаване на конкуренцията в сектора.

Енергиен микс – регулиран пазар



По отношение на разходите, които са включени в цената за електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар може да се направи обобщението, че много голяма тежест имат разходите по дългосрочни договори с „ЕЙ И ЕС Марица Изток 1“ ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ ЕАД и разходите, за изкупуване на електрическа енергия от ВИ. В графиката по-долу е представена структурата на регулираната цена на Обществения доставчик, като следва да се има предвид, че част от разходите за енергия от ВИ са компенсирани с приходите от продажба на CO₂ квоти. Стойността на тази компенсация е 255 млн.евро (въпросът за тази сума се третира и в последните решения за регулирани цени на ДКЕВР от юли и октомври 2014 г.). Към 17 март 2015 г. Европейската Комисия потвърди политиката си на поддържане свободата на държавите-членки да определят енергийния микс самостоятелно.



Текущо състояние – пазар на едро

В съответствие с Директива 2009/72/ЕО и съгласно Закона за енергетиката (ЗЕ), пазарът на електрическа енергия в Република България е либерализиран от 1.07.2007 г., като процесът на либерализация е поетапен и на свободния пазар на електрическа енергия участват клиентите, присъединени към електроенергийната система на Високо (ВН) и Средно напрежение (СрН), като

предстои включването на клиентите на Ниско напрежение (НН) представляващи битови клиенти и малки предприятия.

За 2013 г. е отчетен спад от 25,5% на годишния износ спрямо 2012 г. Намаленият износ на електрическа енергия е в резултат на значителното увеличение от 01.07.2012 г. на т.нар. „добавки“ („добавка за зелена енергия“, „добавка високоефективно комбинирано производство“ и „добавка невъзстановяеми разходи“) към цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, заплащани за енергията потребявана на вътрешния пазар, както и за износ. Увеличението на цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа намери негативно отражение върху износа на електрическа енергия за първото полугодие на 2013 г., което бе свързано и с ограничаване на електропроизводствени мощности и трудности при управлението на електроенергийната система. По данни на НСИ, за първите 8 месеца на 2014 е отчетено покачване спрямо същия период на 2013 г. с 62,6% (според данни от НСИ), като принос за това има и промяната в принципите за покриване на разходите за електроенергия от ВИ, допълнителните разходи за енергия от висококомбинирано производство и пр.

Предвид обстоятелството, че „добавките“ към цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа отразяват разходи за енергия и с цел възстановяване на баланса в електроенергийната система, бяха предприети промени на законовата и подзаконова нормативна уредба отнасяща се за сектор „Електроенергетика“, като бе постигнато пълно разграничаване на мрежовите услуги от разходите за енергия в резултат, на което няколкократно се намалиха цените за пренос и достъп до електропреносната мрежа. След предприемането на тези мерки от 1 август 2013 г. се отчита значително увеличение на износа на електрическа енергия от страната, като се наблюдава стабилизация на електроенергийната система, най-вече при производителите на електрическа енергия – работещи с местни суровини и АЕЦ Козлодуй.

Освобождаването на пазара на СрН, бе свързано с подготовката на процедура, която успя да гарантира плавен преход на клиентите от регулирани по свободно договорени цени. За целта комисията издаде съответните лицензии на Доставчик от последна инстанция (ДПИ) – „Национална Електрическа Компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) и Крайните снабдители, както и прие Методика, по която се образуват цените на техните клиенти. Първоначалната функция на „ДПИ“ имаше за цел да гарантира поэтапното освобождаване на пазара за клиентите на средно напрежение, като в следствие неговата функция се ограничи до снабдяване на относително малък дял от пазарния сегмент, а именно за клиенти които не са избрали друг доставчик или за клиенти, които по една или друга причина временно не могат да се снабдяват с електрическа енергия по свободно договорени цени. Условието, при които работи ДПИ бяха детайлно уредени с приемането на Правилата за търговия с електрическа енергия през м.юли 2013 г. (с последващи изменения).

В резултат на предприетите действия от страна на ДКЕВР за поэтапното либерализиране на пазара на електрическа енергия се отчита увеличение на търговията с електроенергия, като най-голяма е динамиката при крайните клиенти на СрН. Устойчива е и тенденцията за увеличение на дружествата, които са получили лиценз от ДКЕВР за търговия с електроенергия

От м. септември 2012 г. ЕСО регистрира координатори на балансиращи групи. Цената на балансиращата енергия се определя по механизъм, регламентиран в Правилата за търговия с електрическа енергия, като ЕСО балансира само сделките, реализирани по свободно договорени цени.

Понастоящем в страната няма организирана борса за електрическа енергия и търговията с електрическа енергия се извършва главно въз основа на двустранни договори между търговските участници и на балансиращ пазар организиран от ЕСО. Поради това на този етап обективна средна цена и марж между цените купува и продава на българския пазар на електрическа енергия не може да бъде определен.

Стартирането на работещ балансиращ пазар, обхващащ всички търговски участници по веригата производство, пренос, разпределение и крайни клиенти е основната и най-важна стъпка за последващо организиране и функциониране на борсовия пазар на електрическа енергия, както и важно условие за изпълнение на ангажиментите на страната ни за пълна либерализация на търговията с електрическа енергия и природен газ. Балансиращия пазар в България започва да функционира в края на първата половина от 2014 г.

Пазарът на едро на електрическа енергия в България, от друга страна се характеризира и с наличието на законови и договорни задължения на Обществения доставчик „НЕК“ ЕАД да изкупува електрическа енергия от производители при преференциални условия, изразяващи се в задължение за дългосрочно изкупуване на електрическа енергия (между 12 и 20 години) при цени за изкупуване значително надвишаващи пазарните нива на цените на електрическата енергия. Такива задължения представляват дългосрочните споразумения за изкупуване на електрическа енергия между „НЕК“ ЕАД с „Ей и Ес ЗС Марица Изток 1“ ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ АД, както и наложените законови задължения на Обществения доставчик за задължително изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници и високоефективно комбинирано производство.

Текущо състояние – пазар на дребно

Към сегмента „пазар на дребно“ с електрическа енергия през 2014 г. се включва доставката на електрическа енергия на клиенти на ниско напрежение – дребни стопански и битови клиенти.

Основната част от тези клиенти се снабдяват по регулирани цени, като на този етап една сравнително малка част от стопанските клиенти на ниско напрежение преминаха към доставка на електрическа енергия по свободно договорени цени.

Съгласно ЗЕ крайните снабдители доставят и продават електрическа енергия на „защитените потребители“ – битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниво ниско напрежение, в съответната лицензионна територия, когато тези клиенти не се снабдяват от друг доставчик.

Разширяването на пазара на електрическа енергия по свободно договорени цени в сектора на малките стопански клиенти е в съответствие с изискванията на ЗЕ и Директива 2009/72/ЕО.

За осигуряване на потреблението за „малките“ клиенти ДКЕВР определя задължителни квоти за отделните типове производители, съгласно ЗЕ, въз основа на които Обществения доставчик продава електрическа енергия на регулирания пазар. Изкупуваните по регулирани цени количества електрическа енергия от производителите, в рамките на определена от регулатора „квота“ за всеки производител, се определят на основата на принципите за равнопоставеност и прозрачност съгласно методика, приета от регулатора.

Регулираната цена за „защитените потребители“ в страната се образува като микс от цените на производителите на електрическа енергия от различни първични енергоизточници (ядрено гориво, въглища, водна енергия, ВИ). Останалата част от електропроизводството си производителите, предимно кондензационните централи продават енергията си на либерализирания пазар като равностойни участници. Електрическата енергия, произвеждана от възобновяеми енергийни източници се изкупува от Обществения доставчик по силата на различни по продължителност дългосрочни договори и по преференциални цени, част от които са значително по-високи от пазарните нива. Стимулирането на производството на енергията от възобновяеми източници през последните няколко години, допринесе до отделни диспропорции

в структурата на инсталираните мощности, което от своя страна доведе до трудности в управлението на електроенергийната система както в технически, така и в икономически аспекти.

В изпълнение на ЗЕ и действащата от 05.04.2013 г. Наредба №1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, за защитените потребители с решение на регулатора се утвърждават следните цени:

- за достъп и/или за пренос през електропреносната и електроразпределителните мрежи;
- по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение.

Регулираните от ДКЕВР цени за достъп и пренос на електроразпределителните дружества, съгласно Наредба №1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, се определят въз основа на признатите от регулатора необходими приходи за поддръжка и експлоатация на съответната електроразпределителна мрежа.

Основните групи потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи през 2014 г. са, както следва:

- небитови клиенти присъединени на средно напрежение;
- битови и небитови клиенти присъединени на ниско напрежение;

Възобновяеми енергийни източници

Общият брой присъединени централи за производство на енергия от възобновяеми източници през 2013 г. е 121 с обща инсталирана мощност около 52,21 MWp. Общата инсталирана мощност на вятърна енергия в страната през 2013 г. възлиза на 682,4 MW при годишно производство около 1 372 000 MWh. През 2013 г. инсталираната мощност на фотоволтаици (PV) възлиза на около 1 019,77 MW при производство 1 349 000 MWh. През 2013 г. инсталираната мощност на електрически централи работещи с биомаса възлиза на около 37,62 MW при производство 49 800 MWh.

ВИ ⁴	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Дял на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, %	9.5	9.8	9.9	10	10.7	12.1	13.7	13.9	17
Дял на възобновяемата енергия в брутното крайно потребление на енергия, %	9.6	9.5	9.7	9.4	10.7	12.4	14.4	14.6	16.3

В десетгодишния план за развитие на ЕЕС на страната за периода 2010-2020 г. е посочено, че се очаква чувствително увеличение на инсталираните мощности от ВИ и дела на електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, предимно вятърни централи и фотоволтаични централи. Посочените стойности на планираните мощности за този тип централи към края на 2020 г. възлизат общо 2 070 MW, от които вятърните централи са 1 400 MW, а фотоволтаичните централи са 300 MW. За сравнение към 2013 г. е прогнозирано изграждането на 100 MW фотоволтаични централи и 200 MW вятърни централи. Фактическото състояние на електроенергийната система е коренно различно

⁴Източник: НСИ

по отношение на присъединените мощности от възобновяеми източници. Налице е многократно увеличение на вятърните централи - над 3 пъти, а при фотоволтаичните централи - над 10 пъти. Това обстоятелство създаде известни затруднения в управлението на ЕЕС, свързани с ограничаване работата и на базови централи, което рефлектира и върху техническото състояние на съоръженията. Освен експанзивното развитие на ВИ – сектора негативно влияние върху управлението на ЕЕС оказва и общо намаленото потребление на електрическа енергия в страната. Същевременно ефективното управление на ЕЕС в условията на интензивно развитие на възобновяемата енергия, зависи от адекватната оценка на фактичката ситуация, свързана със значително отклонение в структурата на работещите мощности и „Националния план за развитие в периода 2010-2020 г.“. Работната мощност на вятърните и фотоволтаичните централи е в пряка зависимост от интензивността на вятъра и слънчевата радиация. Измененията в работната мощност на тези централи се компенсира чрез конвенционалните електрически централи, предимно чрез натоварването на ВЕЦ.

Значителният ръст на новоприсъединени централи произвеждащи електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници внезапно предизвика значителни и промени в баланса производство-потребление в ЕЕС, като за неговото осигуряване се наложи многократното ограничаване, включване и изключване на базови мощности, което от своя страна оказва влияние върху ефективността на съответните централи и до влошаване на техническите характеристики на основни съоръжения.

В съществуващия 10 – годишен план за развитие на електроенергийната система на Р България е отбелязано, че при съществуващите и планирани производствени мощности, за да се гарантира сигурността и управлението на електроенергийните доставки, в съответствие със стандартите на ENTSO-E е необходимо до края на 2020 г. производствените мощности от ВтеЦ да не надвишават 1 800 MW, а тези от ФтеЦ – 600 MW. В същото време, както бе отбелязано по-горе към настоящия момент инсталираните мощности на ВтеЦ и ФтеЦ значително надвишават препоръчителните за гарантиране сигурността на електроенергийната система, без да се осигури необходимата инфраструктура и достатъчно балансиращи мощности за осигуряване на нарастващия темп на присъединяване на нови централи произвеждащи електрическа енергия от ВИ. Също така следва да се подчертае и факта, че съществуващите централи произвеждащи електрическа енергия от ВИ не могат да предоставят допълнителни услуги на системния оператор свързани с първично, вторично и третично регулиране на напрежението.

Дългосрочни договори

Структурата на производството и пазара на едро на електрическа енергия се характеризира с изключителна концентрация на задължително изкупувана енергия по различни видове дългосрочни договори – от една страна с американските централи „ЕЙ И ЕС Марица Изток 1“ ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ ЕАД и от друга страна – дългосрочни договори с ВИ производители. Съществуването на тези договорни задължения на НЕК ЕАД за изкупуване на енергията по непазарни цени води до невъзможност за нейната реализация.

Основна причина за тежките финансови задължения, които НЕК ЕАД и крайните снабдители понасят в следствие на сключените дългосрочни договори се корени в договорените изкупни цени и количества за разполагаема мощност и енергия, които не са базирани на пазарни условия и не са съобразени с нивото и структура на потребление на електрическа енергия.

Съгласно подписаните договори НЕК ЕАД се задължава да изкупува около 90% от разполагаемата мощност на двете централите, независимо от потреблението на електроенергия .

Тъй като одобрените от ДКЕВР квоти за произведено количество електроенергия от двете централи се равнява на около 40% от платената разполагаема мощност по договор, то останалите 50% закупена, но неизползвана разполагаема мощност остават неоползотворени.

Тук е мястото да се отбележи, че очакваното потребление на регулиран пазар през 2014 г. беше около 13 млн. МВт., като електрическата енергия, която подлежи на задължително изкупуване от двете централи представлява над 50% от общото потребление на този сегмент от пазара.

В този смисъл задължително изкупуване на електрическа енергия от определени производители в такъв мащаб и при такива ценови параметри е в пълен разрез с развитието на либерализиран пазар на електроенергия и възпрепятства създаването на механизми за прозрачно и конкурентно предлагане на електрическа енергия, които са необходими условия и за стартирането на електроенергийна борса.

Някои въпроси, свързани с пазарната среда

Заклученията и препоръките на Европейската комисия, от април 2013 г., свързани с българския енергиен сектор сочат, че енергийният сектор в Република България трябва да бъде либерализиран с цел осигуряване на ефективно и конкурентно функциониране на енергийния пазар в страната. В документа се сочи, че при един нормално функциониращ и добре организиран пазар с централен купувач, икономически най-ниско ефективните централи няма да бъдат диспечирани и дори биха били потенциално извадени извън пазара. Налице е диспечирание на икономически и екологично неефективни производства. Сред мерките за справяне с проблемите на българския енергиен пазар, ЕК изрично посочва преразглеждането на дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия (СИЕ) в краткосрочен план (3-9 месеца). В цитирания документ на ЕК се отбелязва още, че сключените СИЕ на НЕК с двете топлоелектрически централи ЕИ и ЕС и Контур Глобал, на принципа „взимай или плащай“ задължават НЕК да плаща за целия капацитет на централите независимо дали посочената мощност се диспечира. Преразглеждането на СИЕ, съобразно препоръките на Европейската комисия, с оглед осигуряване на съответствие между цената на изкупуване и текущите пазарни условия не само би довело до стабилизиране на финансовото състояние на НЕК ЕАД, но и би довело до разрешаването на конкурентни проблеми, създадени от наличието и условията на цитираните договори.

С Решение № 800 от 03.07.2013г. КЗК приема Секторен анализ на конкурентната среда на пазарите на производство, търговия, пренос и снабдяване с електрическа енергия в Република България. Комисията за защита на конкуренцията сочи, че „задължението на българската държава (НЕК ЕАК) за гарантирано изкупуване на голямо количество разполагаемост и електроенергия от топлоелектрическите централи- "Контур Глобал Марица-изток 3" и "AES Марица-изток 1" по цена, договорена в дългосрочните договори за изкупуване на разполагаемост и електроенергия, създава допълнително затруднение за развитието на процеса на либерализация на пазара на електроенергия“ и създава пречки за установяването на неговата пазарна равновесна точка.

Следва да се има предвид, че съгласно Директива 2009/29/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 г. от началото на 2013 г. за сектора енергетика не се разпределят безплатно квоти за емисии на въглероден диоксид и предприятията от същия сектор трябва да ги закупват за своя сметка на принципа „замърсителят плаща“, в резултат на това централите ще трябва да закупват необходимите им квоти на пазара на CO₂.

В изпълнение на Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО, транспонирана в българското законодателство в ЗЕ и ЗЕВИ, страната ни се задължава да гарантира конкуренция и доставки на електроенергия на най-конкурентни цени и равнопоставени условия на всички участници на пазара. Съгласно параграф 57 от Преамбюла на Директивата насърчаването на лоялна конкуренция и на лесен достъп за различните доставчици, както и подпомагането на капацитети за нови производства на електроенергия следва да бъде от

първостепенно значение за държавите-членки, за да се позволи на потребителите да се възползват в пълна степен от възможностите на либерализирания вътрешен пазар на електроенергия. Чл. 37 от същата предвижда, че националните регулаторни органи следва да наблюдават степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията в секторите на едро и на дребно, включително на борсите за електроенергия, да следят цените на електроенергията за битовите клиенти, както и да следят за всякакво нарушаване или ограничаване на конкуренцията, включително да предоставят нужната информация и да отнасят съответните случаи до органите по конкуренция.

С оглед горните изисквания на Директива 2009/72/ЕО ДКЕВР е извършила анализ на дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия (ДДИЕ), сключени между „НЕК“ ЕАД, от една страна и „Контур Глобал Марица изток 3“ АД, съответно „Ей и Ес 3С Марица изток 1“ ЕООД, от друга. Въз основа на анализа Комисията е установила, че са налице предпоставки за неспазване на правото на Европейския съюз, поради наличие на данни от които следва, че сключените ДДИЕ са нова и неправомерна държавна помощ за производителите по тях и като такава са несъвместими с вътрешния пазар. В тази връзка ДКЕВР е сезирала Европейската комисия с жалба с изх. № Е-04-11-7 от 20.06.2014 г., в която са изложени аргументи за преустановяване под формата на прекратяване на сключените споразумения между „НЕК“ ЕАД, от една страна и „Контур Глобал Марица изток 3“ АД и „Ей и Ес 3С Марица изток 1“ ЕООД, от друга страна. Жалбата е придружена и от искане с изх. № Е-04-11-8 от 20.06.2014 г. по чл. 11, т. 1 от Регламент (ЕО) № 659/1999 г. на Съвета от 22 март 1999 г. за установяване на подробни правила за прилагането на чл. 108 от Договора за функциониране на Европейския съюз, за постановяване от Европейската комисия на разпореждане за преустановяване на държавната помощ до окончателното ѝ произнасяне по жалбата. Искането е обосновано с оглед необходимостта от преустановяване влиянието на неправомерната държавна помощ, с която се застрашава свободната икономическа среда чрез поставяне в по-изгодно положение на производителите по ДДИЕ в сравнение с останалите участници на енергийния пазар.

Също така, ДКЕВР е извършила анализ на съществуващите схеми за подпомагане на производителите на електрическа енергия от ВИ, въз основа на който е установила, че регламентираните в Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) схеми водят до прекомерно подпомагане, което създава условия за неспазване на правото на Европейския съюз. В тази връзка ДКЕВР е сезирала Европейската комисия с жалба с изх. № Е-04-11-9 от 20.06.2014 г., в която са изложени аргументи за преустановяване под формата на прекратяване на схемите за подпомагане, в частта им водеща до прекомерност. Жалбата е придружена и от искане с изх. № Е-04-11-10 от 20.06.2014 г. по чл. 11, т. 1 от Регламент (ЕО) № 659/1999 г. на Съвета от 22 март 1999 г. за установяване на подробни правила за прилагането на чл. 108 от Договора за функциониране на Европейския съюз, за постановяване от Европейската комисия на разпореждане за преустановяване на схемите за подпомагане, в частта им на прекомерност, до окончателното ѝ произнасяне по жалбата.

Задължения към обществото

Разходите свързани със законови и договорни задължения за изкупуване на електрическа енергия се класифицират, като „задължение към обществото“ и чл. 35 от Закона за енергетиката урежда правото на енергийните предприятия да бъдат компенсирани за извършените разходи, произтичащи от задължението им за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и централите с дългосрочни договори.

В изпълнение на тези норми ДКЕВР трайно разработва и прилага модел на пълно компенсиране на такива разходи от 2009 г. до настоящия момент. До 31.07.2013 г. този модел предвижда задълженията към обществото да се включват към цената за пренос. През последните няколко години е отчетена трайна тенденция към повишаване на тези разходи, като в периода 2012-2013 г. тяхното ниво доведе до изключително увеличение на общата дължима сума към цената за пренос, което на практика блокира българският износ на електрическа енергия. В тази връзка е разработен нов модел за

компенсиране на тези разходи, като от м. август 2013 г. е утвърдена нова цена за „Задължения към обществото“.

„Цената за „задължения към обществото“ се заплаща от крайните клиенти на свободния пазар на електрическа енергия в страната, както и от клиентите на регулирания пазар, без клиентите на доставчика от последна инстанция (ДПИ). Клиентите на ДПИ заплащат разходите за задължения към обществото като елемент от цената за енергия, която се изчислява по методика, утвърдена от ДКЕВР.“

Цената за задължения към обществото се формира като разлика между действителните разходи за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, топлофикационни и заводски централи и дългосрочни договори за количествата енергия, продавани на свободния пазар и разходите за производство на тази енергия по миксовата цена на „Обществения доставчик“.

Инфраструктура

Разходите за експлоатация и поддръжка на преносната мрежа се възстановяват посредством утвърдените цени за пренос и достъп.. Съгласно чл. 28 от Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) битовите и небитовите крайни клиенти на крайните снабдители заплащат всички мрежови услуги за съответния ценови период на крайния снабдител (каквото е „Енерго-Про Продажби“ АД). Крайният снабдител/доставчикът от последна инстанция събира и заплаща на оператора на електроразпределителна мрежа (каквото е дружеството – обект на търговото предложение) суми за пренос, достъп, други мрежови услуги за съответния ценови период за цялото фактурирано от крайния снабдител/доставчика от последна инстанция количество електрическа енергия. Операторът на електроразпределителна мрежа заплаща на независимия преносен оператор мрежовите услуги, относими към електропреносната мрежа, за цялото количество електрическа енергия, пренесено до крайни клиенти, присъединени към съответната електроразпределителна мрежа.

Утвърдените през 2013 г. цени са, както следва:

- Цената за пренос през електропреносната мрежа се заплаща от всички ползватели на мрежата на преносния оператор „НЕК“ ЕАД.
- Цената за достъп до електропреносната мрежа се заплаща на електроенергийния системен оператор „ЕСО“ ЕАД от всички ползватели на мрежата, без количествата по сделките с предмет „транзит на електрическа енергия“.

От 2014 г. цените за достъп до и за пренос през електропреносната мрежа се заплащат на „ЕСО“ ЕАД.

През 2013 г. „Електроенергийният системен оператор“ ЕАД (ЕСО) е част от вертикално интегрирано предприятие. С подадено заявление № Е-ЗЛР-74/05.11.2013 г. от „НЕК“ ЕАД за издаване на разрешение за преобразуване с отделяне чрез придобиване, заявление № Е-ЗЛР-ПР-73/05.11.2013 г. от „НЕК“ ЕАД за прекратяване на лицензия № Л-147-04/17.12.2004 г. за дейността „пренос на електрическа енергия“ и заявление № Е-ЗЛР-И-75/05.11.2013 г. от „ЕСО“ ЕАД за издаване на лицензия за „пренос на електрическа енергия“ и за прекратяване на лицензия №Л-221-17/28.12.2006 г. за „управление на електроенергийната система“ „ЕСО“ ЕАД се отделя от „НЕК“ ЕАД. С Решение № Р-205 от 18.12.2013 г. „ЕСО“ ЕАД получава лиценз за извършване на дейността „пренос на електрическа енергия“, с права и задължения за дейността „координатор на специална балансираща група“ за срок от 35 години.

От началото на 2014 г., „ЕСО“ ЕАД е собственик и оператор на електропреносната мрежа на високо и средно напрежение в страната с дължина около 15 130 км. Дружеството притежава лицензия за пренос на електрическа енергия, включително за координиране на специални балансиращи групи за период от 35 години, издадена през декември 2013 г., и изпълнява функциите на преносно

предприятие. От 2014 г. регулираните цени за достъп до и пренос през преносната мрежа се заплащат на „ЕСО“ ЕАД. Тези цени съгласно Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия, се определят въз основа на признатите от регулатора необходими приходи за поддръжка и експлоатация на електропреносната мрежа.

Електроенергийният системен оператор „ЕСО“ ЕАД осъществява оперативното управление и регулира разпределението на електрическите товари на електроенергийната система при отчитане на приетите и потвърдени заявки за преносни капацитети на търговските участници, въз основа на Правилата за търговия с електрическа енергия и Тръжните правила представени по-горе.

Трансграничният преносен капацитет по междусистемните връзки се разпределя от тръжния оператор (Auction Operator) под формата на търговски права за пренос според действащите споразумения и съгласувани Тръжни правила с операторите на преносните системи на съседните страни. Тръжният оператор изчислява и определя преносните капацитети съгласно нормите и правилата на обединените европейски преносни оператори на електроенергия (ENTSO-E).

Преносната система и междусистемните връзки на страната със съседните страни осигуряват необходимия преносен капацитет за търговските обмени на електрическа енергия в региона.

Мрежови тарифи за достъп и пренос

В зависимост от приетия метод на регулиране КЕВР използва различен подход при оценяване на икономическата ефективност на ценовите елементи и регулиране на мрежовите тарифи на преносната мрежа и на разпределителните мрежи.

При регулирането на мрежовата тарифа за пренос през преносната мрежа, където комисията използва метод на регулиране „Норма на възвръщаемост“, като всички ценови елементи се оценяват ежегодно при утвърждаване на новата тарифа. Поради това, че в страната има само едно лицензирано дружество за пренос на електрическа енергия по мрежите ВН, няма сравнима база въз основа на която да се оценяват разходите. Във връзка с това, КЕВР използва като критерии за оценка на годишното ниво на разходите ежегодно събираната информация, при отчитане и на специфичните обстоятелства по отношение на законовите изисквания за сигурност и техническа обезпеченост на снабдяването.

При регулирането на мрежовите тарифи за електроразпределителните предприятия КЕВР прилага метод на регулиране чрез стимули. Чрез прилагането на метода "Горна граница на приходи" комисията утвърждава необходимите приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и ги анализира и коригира за всяка следваща година от регулаторния период. Предвидените корекции на необходимите приходи са свързани с индекса на инфлация, коефициента на ефективност, изпълнението на целевите показатели за качество, разликата между прогнозни и действителни разходи за закупуване на енергия, както и разходи предизвикани от промяна в структурата на потребление. В допълнение към методите се прилагат показатели, отчитащи качеството на изпълнение на дейността (качество на електрическата енергия, качество на обслужването), при което признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират предвид изпълнението на определените от КЕВР целеви показатели. Отчита се и разликата по изпълнението на прогнозните инвестиции и реализираните инвестиции. Необходимите приходи се намаляват в съответствие с разликата между отчетеното неизпълнение на целевите показатели за качество и допустимото отклонение.

Тарифите за достъп и пренос на електрическата енергия през разпределителните мрежи до крайните потребители се утвърждават от КЕВР по предложения на дружествата в срокове и форма определени съгласно Наредба № 1 за регулиране цените на електрическата енергия и приетите към нея Указания. Отделните групи потребители и тарифни структури се определят по предложения на дружествата и същите са групирани според нивото на напрежение и по зони в денонощието.

От август 2013 г. стартира третия регулаторен период за дружествата в сектор „Електроенергетика“ регулирани по метода „горна граница на приходите“, като при прилагането на общ подход при утвърждаване на цените на дружествата, ДКЕВР се е съобразила както с изводите от текущия анализ на постигнатите резултати, така и с целта на прилагания метод на регулиране – създаване на условия, при които дружествата да намаляват разходите си за осъществяване на дейността и същевременно да осигуряват необходимите инвестиции, с цел подобряване на качеството на услугите.

При определяне на необходимите приходи на електроразпределителните дружества се признават технологични разходи съгласно Указания на комисията за образуване на цените за пренос на електрическата енергия през електроразпределителните мрежи, като нивата на технологичните разходи през 2013 г. са коригирани два пъти в резултат на извършени анализи и оценка, като нивата на технологичните разходи. Към момента действащите нива на регулаторно-признати технологични разходи са утвърдени с решение на ДКЕВР за регулираните цени от октомври 2014 г.

Важен момент по отношение регулирането на мрежовите тарифи на електроразпределителните дружества през 2013 г. е извършеното поетапно намаление на признатите нива на технологичните разходи. С решение № Ц-13 от 05.03.2013 г. ДКЕВР извърши корекция на признатите технологични разходи от 15% на 12%, тъй като въз основа на анализ бе установено, че отчетените технологични разходи надвишават регулаторно признатите през 2012 г.

Прилагането на този подход има за цел да постигне пълно съответствие с изискванията на ЗЕ за признаване като ценообразуващ елемент единствено техническите загуби, свързани с разпределението на електрическа енергия. В този смисъл, КЕВР прилага единна политика за непризнаване на други технологични или търговски загуби от продажба на електрическа енергия, за които енергийните дружества не водят отделна отчетност.

По експертно мнение на екипа от Научно-технически съюз на енергетиците в България, съществуват реални възможности, електроразпределителните предприятия в България да свалят технологичните разходи до 8,5%, като екипът препоръчва на независимия регулатор на този етап да приеме за технологични разходи 8,5%, с тенденция да намалява за следващи периоди.

С Решение № Ц-43/30.12.2013 г. на Комисията и след преглед и анализ на представеното становище от екип от Научно-технически съюз на енергетиците в България, както и на основата на информация на ERRA (General Secretary) от 11.06.2013 г. за достигнати от 14 страни стойности в размер от 5 до 8% и отчетена тенденция към намаляване размера на технологичните разходи чрез оптимизиране на разходите за изпълнение на дейностите по инвестиционните и ремонтни програми, както и че с въвеждане на система за управление на качеството, дружествата са постигнали подобряване сигурността на доставките на електрическа енергия, се налага извод, че технологичните разходи при пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи могат да бъдат намалени с до 2%, с изключение на „ЕРП Златни пясъци“ АД. След последната корекция, утвърдена с решение на ДКЕВР от октомври 2014 г. през разглежданата година по дружества са както следва:

- „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 8%;
- „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД – 8%;
- „Енерго-Про Мрежи“ АД – 9%;
- „ЕРП Златни пясъци“ АД – 5%.

Свободен пазар

През 2013 г. количествата търгувани на свободния пазар до потребители в страната са 6 871 571 MWh, спрямо 5 295 565 MWh, през 2012 г. или увеличението е с 29,7%. Най- голям относителен дял от реализираните количества на свободния пазар предоставят АЕЦ „Козлодуй“ и ТЕЦ „Марица Изток 2“. 2013 г. е ключова и се наблюдава скокообразно развитие на свободния пазар поради факта, че тогава потребителите на средно напрежение бяха прехвърлени на свободен пазар. За 2014 г. се очаква този процес на преход да продължи като най-вероятно промените няма да бъдат толкова драматични като през 2013 г.

Общото количество енергия, търгувано от производители по свободно договорени цени през 2013 г. е 13 157 797 MWh, спрямо 13 515 527 MWh през 2012 г., като това са количества за потребители в страната и за износ.

Конкурентна среда

Поради спецификата на лицензионната дейност и съгласно чл. 43, ал.2, т. 1 ЗЕ, предвиждащ, че в рамките на една обособена територия се издава само една лицензия за разпределение на електрическа енергия, дружеството няма конкуренти на лицензионната си територия.

6.2.3. *Импликации на пазарната среда върху дружеството - обект на търгово предлагане и основни фактори, които влияят върху неговите резултати и стойност*

„Енерго-Про Мрежи“ АД е дружество, чиято основна дейност е разпределение на електрическа енергия, като дружеството експлоатира, поддържа и оперира електроразпределителната мрежа и спомагателните съоръжения. Дружеството е координатор на специална балансираща група за компенсиране на технологичните разходи в разпределителната мрежа. Дружеството - обект на търговото предложение, оперира в рамките на лицензионната си територия, която включва 9 области в Североизточна България - Варна, Велико Търново, Габрово, Добрич, Разград, Русе, Силистра, Търговище и Шумен.

Прогнозите за основните параметри, които определят приходите и разходите за основната дейност по лиценза на дружеството - обект на търговото предложение – количества енергия, цени на обществен доставчик на енергия за покриване на технологични разходи, цени на преносното предприятие и др. – са направени първоначално на полу-годишна база и респективно за регулаторен период, след което са били приведени към база финансова година. Това се налага от факта, че ценовите регулаторни периоди за енергетиката в България са от началото на м. юли текущата година до края м. юни на следващата година, докато финансовата (отчетната) година съвпада с календарната. Поради тази причина са направени прогнози до 2020 г., макар че прогнозният период е с продължителност от 5 години – от края на 2014 г. до 2019 г.

Електроразпределително дружество

Като електроразпределително дружество, резултатите на „Енерго-Про Мрежи“ АД, а следователно и оценката на справедливата му стойност, в голяма степен зависят от (очакванията за) количествата електрическа енергия, разпределена по мрежата, оперирана от дружеството - обект на търговото предложение. Те на своя страна са свързани с енергийната интензивност на икономиката, от икономическия растеж и от степента, в която битовите и стопанските потребители заместват електрическата енергия с други енергийни източници. При равни други условия, колкото по-големи количества енергия се разпределя, толкова по-високи биха били продажбите на дружеството (но виж по-долу за специфичен ефект от нарастването на продажбите, свързан с разликата между реални и регулаторно признати технологични разходи).

КЕВР определя нивото на необходимите приходи за дружеството - обект на търговото предложение. Според съществуващите регулации на енергийния пазар в страната, дружеството „прехвърля напред“ таксите за услуги мрежа високо напрежение, понеже те са част от признатите разходи, участващи в определянето на цените на дружеството - обект на търговото предложение. Необходимите приходи за дружеството по осъществяването на дейността по лицензията се определят така, че да покриват технологичните разходи за енергия по разпределителната мрежа в признатия от ДКЕВР размер (сега приет за 9%), както и разходи по поддръжка и други административни разходи на дружеството след одобрение на ДКЕВР. Към това се прибавя доходност, формулирана като възвръщаемост към регулаторната база на активите (в момента 7%). Това са дълготрайните активи, намалени с придобитите по безвъзмезден начин, а в случая сме направили корекция и с финансовите активи и активите, свързани с присъединяване на нови абонати, както и необходимият оборотен капитал. Той

от своя страна е формиран като 1/8 от кешовите разходи по основната дейност и технологичните разходи. Така изчислената стойност се коригира със т.нар. Z-фактор, както и с ефект на корекция от последния одит на предприятието. За целите на оценката използваме допусканията на Предложителя за последните два параметъра до края на прогнозния период.

Изключително важен фактор за рентабилността на дружеството и оттам и за неговата оценка има процентът технологични разходи на разпределителната мрежа – какъв е реалният размер на тези разходи и какъв е размерът, който ДКЕВР признава като ценообразуващ компонент при определяне цените на услугите на дружеството. Именно разликата между процентът реално понасяни разходи и процента регулаторно признати такива стои в основата на рентабилността на дружеството. Понеже към настоящия момент реалните технологични разходи на дружеството са по-високи от регулаторно признатите такива (вж. по-долу), нарастването на продажбите води до по-бързо нарастване на разходите, отколкото на съвкупните приходи (включително регулаторно определената възвръщаемост), което при относително постоянни (независими) административни разходи на дружеството - обект на търговото предложение води до влошаване на рентабилността.

Според експертно мнение на Научно-техническия съюз на енергетиците в България, съществува реална възможност електроразпределителните дружества у нас да намалят дела на технологичните разходи до 8.5% и предлагат тази стойност да бъде приета от регулатора. След преглед на представеното становище, както и на основата на информация от ERRA (General Secretary) от 11.06.2013 г. За достигнати стойности от 5%-8% за 14 страни и отчетената тенденция за намаление⁵, ДКЕВР понижава значително размера на признатите технологични разходи. Това ни кара да смятаме, че бъдещо повишение на регулаторно признатия размер на технологичните разходи е по-малко вероятно и за да може дружеството - обект на търговото предложение да повиши своята рентабилност, тя трябва посредством инвестиции в електроразпределителната мрежа, поддръжка и пр. да намали реално понасяните технологични разходи.

Положително въздействие от страна на регулатора имаше решението цената за закупуване на енергия за покриване на технологични разходи да се приеме равна на цената, по която Обществения доставчик НЕК ЕАД изкупува енергия от АЕЦ Козлодуй плюс цената на преносното предприятие („ЕСО“ ЕАД), понеже я понижи значително от предходното ѝ равнище. По този начин, тези две категории цени оказват влияние върху резултатите на дружеството и респективно върху неговата оценка. Именно за това, в Приложение 4 сме предоставили подробна информация за допусканията и сценариите при прогнозиране на цената на ОД, където се съдържа същата информация и допускания за прогнозираната цена, по която ОД изкупува енергия от АЕЦ Козлодуй, а в Приложение 5 сме предоставили подобна информация за цената на ЕСО за услуги мрежа високо напрежение.

Разбира се, друг важен фактор за рентабилността е нивото на административните разходи. Част от тях са към свързани предприятия – мениджърски услуги и др.- и може да се допусне, че предприятието има по-голяма степен на контрол върху тях. Разбира се, важен ценообразуващ фактор е и качеството на предоставяните услуги, понеже КЕВР може да коригира необходимите приходи и на база неуспех на предприятието да доставя услугите си с необходимото качество.

От съществено значение е способността на предприятието да управлява добре своите вземания, както и изходът от различни съдебни процедури.

Координатор на балансираща група

Съгласно чл. 56, ал. 12 от Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) операторът на електроразпределителна мрежа е координатор на специална балансираща група за компенсиране на технологичните разходи в електроразпределителната мрежа. Като координатор на балансираща

⁵Източник: Годишен доклад за Европейската комисия, ДКЕВР, България, Юли, 2014 г.

група, дружеството - обект на търговото предложение може да понесе разходи, свързани с небаланси в рамките на балансиращата група.

Развити са два сценария за нетния ефект от небаланси – оптимистичен, при който дружеството, след като понася негативен ефект от небаланси до 2016 г. успява да се вмести в рамките на регулаторното изискване през 2017 г. и остава така до края на прогнозния период и песимистичен, в който реализира нетен отрицателен ефект от небаланси до 2019 г.

Базираме нашата прогноза за нетния ефект от небаланси на база предвижданията на Предложителя за дела на небалансите в такса разпределение на дружеството.

6.2.4. Пазарни тенденции

- Продължават процесите на либерализация на пазара, като една от най-значимите скорошни промени е отделянето на ЕСО като оператор и собственик на преносната мрежа високо напрежение;

- Поради все още относително слабия икономически растеж в България и региона, производството и потреблението на електроенергия в страната стагнира. При засилване на икономическия растеж може да се очаква разширяване на пазара, като този процес ще зависи в голяма степен и от развитието на енергийната интензивност на икономиката на България и региона, алтернативните доставчици на енергия, както и използването на алтернативни енергоизточници;

- Продължава да се свива делът на регулирания пазар за сметка на пазара по свободни цени, като се очаква тази тенденция да продължи и в бъдеще;

- Особено що се отнася до регулирания пазар и дейността на електроразпределителните предприятия и крайните снабдители, както и производителите на електроенергия, за които са разпределяни квоти за регулиран пазар, решенията на КЕВР относно ценообразуващите елементи и правила са един от най-важните фактори за рентабилността на енергийните предприятия (за повече детайли виж по-долу в секцията, касаеща оценката на справедливата стойност на предприятието, допускания).

- С оглед на някои изкривявания в пазарната среда, се търсят възможности за промени по отношение правилата за изкупуване на енергия от възобновяеми енергийни източници, както и по силата на дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени (вж по-горе).

6.2.5. Основни допускания, на които се гради оценката на справедливата стойност на акциите на дружеството - обект на търговото предложение

Основни макроикономически индикатори

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (БКК)	Бележки
БВП милиарда евро, текущи цени	40.0	41.1	42.9	45.2	47.5	50.0		Източник: Международен валутен фонд (МВФ), World Economic Outlook Database, октомври 2014
Инфлация към края на периода, потребителски цени, %	0.0	1.3	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	Източник: Международен валутен фонд (МВФ), World Economic Outlook Database, октомври 2014
БВП милиарда евро (с елиминиране на инфлацията от	28.6	29.0	29.6	30.5	31.4	32.3		БКК на база данни на МВФ

2005)								
-------	--	--	--	--	--	--	--	--

Цени на горива и емисии въглероден диоксид

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 (БКК)	Един ица	Източник
Суров петрол (SpotCrude - средна от спот- цената на U.K. Brent, DubaiandWestTe xasIntermediate)	98.9	84.6	85.7	85.6	85.3	85.1	85.1	\$/bbl	МВФ
Природен газ							0.0		
Цена на руски газ на границата с Германия	10.2	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	\$/M MBT U	МВФ
Въглища							0.0		
Австралийски, износ	77.7	74.7	74.7	74.7	74.7	74.7	74.7	\$/MT	МВФ
Южна Африка, износ	76.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	\$/MT	МВФ
Средна	77.1	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	\$/MT	
Уран	30.5	25.2	24.5	24.5	24.5	24.5	24.5	\$/lb	МВФ
Въглероден диоксид (енергетика), цени 2014 г.	12.9	20.3	22.1	21.9	21.7	24.5	27.3	GBP/ tonne	www.gov.uk; 2019 г. - БКК

Използваме очакванията за изменение в цената на урана в прогнозата си за цената на електроенергия от АЕЦ. Останалите данни са използвани за определяне на цената на ОД, която като цяло няма пряк ефект върху оценката на дружеството - обект на търговото предложение (Приложение 4).

Потребление на електрическа енергия

Три сценария за потреблението на ел. енергия в страната (ГВтч)								Бележки
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
"Висок"	33,367	28,387	29,378	30,684	32,056	33,498	35,005	Базиран на Енергийната стратегия на Р. България за

								2010-2020 г., базов сценарий
"Нисък"	33,367	28,199	28,738	29,871	31,065	32,818	34,670	Базиран на Енергийната стратегия на Р. България за 2010-2020 г., целеви сценарий
Базов	33,367	28,293	29,058	30,278	31,561	33,158	34,837	Средна стойност от "високия" и "ниския" сценарии

В Приложение 1 представяме по-подробна информация за получаването на прогнозите. Очаква се, че енергийната ефективност на икономиката ще се повишава с времето като алтернативни горива (природен газ) ще заместват в по-висока степен електроенергията за промишлени и битови цели. Това е залегнало и в Енергийната стратегия на България. На тези фактори с негативно въздействие върху потреблението на електроенергия в страната ще противодейства икономическият растеж. На тази база сме построили различни сценарии за потреблението на електроенергия в страната на база сценарии за промяна в енергоемкостта на икономиката при зададената прогноза за икономическия растеж. Като изходна база за съотношението на потребяваната електрическа енергия и БВП използваме сценариите от Енергийната стратегия, като сме направили необходимите корекции с реално постигнатите резултати до текущия регулационен период. Очакваме, че потреблението на електроенергия в страната ще се понижава и през 2015 г. след което ще започне отново да се покачва в следствие на икономическия растеж и при трите сценария, но и при трите ще остане на по-ниско равнище от 2013 г. до края на прогнозния период поради намаляването на енергийната интензивност на икономиката и заместването с други енергоизточници. И при трите сценария интензивността на използване на електроенергия силно се свива, като при ниския сценарий (целевия според Енергийната стратегия) прогнозираме покачване в потреблението на електроенергия на единица БВП чак през 2019 г. като дори тогава показателят остава 30% по-нисък от 2013 г. При базовия сценарий предвиждаме потреблението на електроенергия на единица БВП през 2019 г. да остане 14% по-ниско от това през 2013 г.

Структурата на потребявана електрическа енергия за 2014 г. отговаря на разпределението на търгуваната енергия за периода 01.07.2014 г - 30.06.2015 г. според Решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г. за утвърждаване на цените на енергийните дружества за регулиран пазар.

Сценарии за цени, по които електроразпределителните дружества закупуват енергия за покриване на технологични разходи

Според сега действащите правила, утвърдени от ДКЕВР, тази цена се формира като сума от цената на АЕЦ Козлодуй за регулиран пазар и цената на ЕСО. Допускаме, че правилото ще се запази до края на прогнозния период. За повече информация вж Приложения 4 и 5.

Висок сценарий за потребление на ел. енергия.

	Приключва:	2016	2017	2018	2019	2020
	Период 7'14/7'15	2	3	4	5	6
	Утвърдени от ДКЕВР					
Цена за закупуване на енергия за технологични разходи от ЕРП, лв/Мвтч						
Обща цена за пренос и достъп (ЕСО)	7.98	7.90	7.71	7.60	7.49	7.38

Цена на АЕЦ	30.00	33.32	32.73	32.36	32.12	31.97
Обща цена	37.98	41.22	40.44	39.96	39.61	39.35

Базов сценарий за потребление на ел. енергия.

	Приключва:	2016	2017	2018	2019	2020
	Период 7'14/7'15	2	3	4	5	6
	Утвърдени от ДКЕВР					
Цена за закупуване на енергия за технологични разходи от ЕРП, лв/Мвтч						
Обща цена за пренос и достъп (ЕСО)	7.98	7.94	7.79	7.69	7.57	7.43
Цена на АЕЦ	30.00	33.32	32.73	32.36	32.12	31.97
Обща цена	37.98	41.27	40.52	40.05	39.69	39.40

Нисък сценарий за потребление на енергия и предоговаряне на квотите за изкупуване на енергия от ВИ по преференциални цени, както и квотите за изкупуване на енергия по дългосрочни договори

	Приключва:	2016	2017	2018	2019	2020
	Период 7'14/7'15	2	3	4	5	6
	Утвърдени от ДКЕВР					
Цена за закупуване на енергия за технологични разходи от ЕРП, лв/Мвтч						
Обща цена за пренос и достъп (ЕСО)	7.98	7.99	7.87	7.79	7.65	7.48
Цена на АЕЦ	30.00	33.32	32.73	32.36	32.12	31.97
Обща цена	37.98	41.32	40.60	40.15	39.78	39.45

Цена на АЕЦ Козлодуй като компонент на цената, по които електроразпределителните дружества закупуват енергия за покриване на технологични разходи

	Приключва:	Бележки за прогнозите
	Период 7'14/7'15	
	Утвърдени от ДКЕВР	
АЕЦ, хил. лв, ако не е посочено друго		
Утвърдени от Комисията		
Постоянни разходи за разполагаемост	82,317	Съобразено с намаляването дела на регулирания пазар в енергийния пазар
Разполагаемост (Гвтч.)	5,995	
Променливи разходи, в т.ч.	86,502	
Гориво	63,023	На база очакваните изменения в количествата и цените на горивата
Консумативи	350	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Други	5,378	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Невключени в горните три	17,751	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Енергия за регул. пазар (Гвтч.)	5,654	

Утвърдени приходи за ел. енергия	86,502	
Утвърдени приходи за разполагаемост	82,317	
Общо утвърдени приходи	168,819	

	Приключва:	2016	2017	2018	2019	2020
	Период 7'14/7'15	2	3	4	5	6
	Утвърдени от ДКЕВР					
Разполагаемост/енергия, ценообразуващи количества	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06
Разполагаемост/енергия, база квоти	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07
Постоянни разходи за разполагаемост/разполагаемост	13.73	13.73	13.73	13.73	13.73	13.73
Цена, по която НЕК изкупува енергия от АЕЦ за регулиран пазар	30.00	33.32	32.73	32.36	32.12	31.97

В таблиците по-горе са посочени допусканията, на които се базират прогнозите за цената на АЕЦ. Допускаме, че променливите разходи, които се признават от ДКЕВР при определянето на цената на енергията, се променят със същия темп, с какъвто се изменя и квотата на АЕЦ за енергия, като се отчитат и очакваните промени в други фактори, посочени в колоната „Бележки“ на първата таблица. Прогнози за тези фактори са представени по-горе. Прогнозираме, че признатите постоянни разходи с цел определяне цената на разполагаемост, също се изменят съобразно квотата за разполагаемост на база коефициенти, които приемаме за постоянни (вж втората таблица). По този начин, прогнозната цена, по която обществения доставчик закупува енергия от АЕЦ за регулиран пазар, остава постоянна при формирането на различни сценарии за развитие на енергийния пазар. Вж Приложение 4 за детайлно представяне на калкулациите и допусканията по отношение цената на АЕЦ за регулиран пазар. В него калкулациите са направени на база конкретни допускания за различни количества енергия, определени като квоти (за енергия и разполагаемост) от КЕВР за АЕЦ. В приложения 2 и 3 са представени сценарии за електрическата енергия от ВЕИ и по дългосрочни договори за изкупуване, която влияе върху енергийния микс и съответно върху квотите на АЕЦ.

Сценарии за цени на Преносното предприятие (мрежи високо напрежение, Енергиен системен оператор, ЕСО)

На тази база се формират прехвърляните към крайните потребители разходи за мрежови услуги високо напрежение посредством включването на тези разходи към нормативно признатите такива с цел определяне на цените на дружеството от страна на КЕВР.

	Приключва:	2016	2017	2018	2019	2020
	Период 8'14/7'15	2	3	4	5	6
	КЕВР					
Цени на ЕСО, лв/Мвтч - пренос						
Сценарий с високо потребл. на енергия	6.62	6.54	6.37	6.24	6.12	5.99
Сценарий с базово потребл. на енергия	6.62	6.58	6.44	6.32	6.19	6.03
Сценарий с ниско потребл. на енергия	6.62	6.62	6.51	6.41	6.26	6.07
Цени на ЕСО, лв/Мвтч - достъп						
Сценарий с високо потребл. на енергия	1.36	1.36	1.34	1.35	1.37	1.39
Сценарий с базово потребл. на енергия	1.36	1.36	1.35	1.37	1.38	1.40

Сценарий с ниско потребл. на енергия	1.36	1.37	1.36	1.38	1.39	1.40
--------------------------------------	------	------	------	------	------	------

Прогнозите са направени на база очакваните признати разходи на ЕСО, както и прогнози за потреблението, вноса и износа на електроенергия в страната. За повече информация вж. Приложение 5.

Количества разпределена енергия

„Енерго-Про Мрежи“ АД	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Разпределена ел. енергия, Гвтч (вкл. технол. разходи)											На база средния дял на Енерго-Про Мрежи в общото крайно потребление за 2009 г. - 06/2014 г (12-м период)
"Висок"	6,519	6,357	6,119	6,022	5,123	5,302	5,537	5,785	6,045	6,317	
"Нисък"	6,519	6,357	6,119	6,022	5,089	5,186	5,391	5,606	5,923	6,257	
Базов	6,519	6,357	6,119	6,022	5,106	5,244	5,464	5,696	5,984	6,287	

Възвръщаемост към регулаторната база на активите

Възвръщаемостта към регулаторната база на активите се определя с решение на КЕВР, поради което е трудно да се формулират достоверно обосновани сценарии за потенциални промени в неговата стойност. Поради тази причина използваме текущата стойност до края на прогнозния период.

	1		2		3		4		5		6	
	7-12, 2014	1-6, 2015	7-12, 2015	1-6, 2016	7-12, 2016	1-6, 2017	7-12, 2017	1-6, 2018	7-12, 2018	1-6, 2019	7-12, 2019	1-6, 2020
Използвана от КЕВР възвръщаемост на активите за периода, %	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7

Ниво на реалните технологични разходи

„Енерго-Про Мрежи“ АД	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
% технологични разходи	14.76	14.1	13.4								
Песимистичен сценарий за показателя	14.76	14.1	13.4	12.8	12.7	12.6	12.4	12.1	11.9	11.9	На база развитието от предходни периоди, намаляващ темп
Оптимистичен сценарий за показателя	14.76	14.1	13.4	12.80	12.20	11.60	11.00	10.40	9.80	9.80	На база оптимистично

											предположение на търговията за подобряване на дела на технологичните разходи при даденото ниво на инвестиции
Базов сценарий за показателя	14.76	14.1	13.4	12.80	12.30	11.80	11.30	10.80	10.30	10.30	На база очакванията на търговията за подобряване на дела на технологичните разходи при даденото ниво на инвестиции

Предложителят счита, че има възможност за допълнително понижение с 0.5% на технологичните разходи, което е калкулирано в оптимистичния сценарий за развитието на реалните технологични разходи.

Нормативно признато ниво на технологичните разходи

	1		2		3		4		5		6	
	7-12, 2014	1-6, 2015	7-12, 2015	1-6, 2016	7-12, 2016	1-6, 2017	7-12, 2017	1-6, 2018	7-12, 2018	1-6, 2019	7-12, 2019	1-6, 2020
Одобрени технологични разходи												
%, КЕВР, базов и оптимистичен сценарий	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
%, КЕВР, песимистичен сценарий	9	9	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5

Според експертно мнение на Научно-техническия съюз на енергетиците в България, съществува реална възможност електроразпределителните дружества у нас да намалят дела на технологичните разходи до 8.5% и се предлага тази стойност да бъде приета от регулатора. След преглед на представеното становище, както и на основата на информация от ERRA (General Secretary) от 11.06.2013 г. За достигнати стойности от 5%-8% за 14 страни и отчетената тенденция за намаление⁶, КЕВР понижава значително размера на признатите технологични разходи. Това ни кара да смятаме, че бъдещо повишение на регулаторно признатия размер на технологичните разходи е по-малко вероятно и в същото време залагаме понижаване на нормативнопризнатото ниво на технологични разходи до препоръчаната стойност от 8.5% от юли, 2015 г. при песимистичния сценарий за развитие на дружеството.

Z-фактор и корекция в следствие на одит

⁶Източник: Годишен доклад за Европейската комисия, ДКЕВР, България, Юли, 2014 г.

	1		2		3		4		5		6	
	7-12, 2014	1-6, 2015	7-12, 2015	1-6, 2016	7-12, 2016	1-6, 2017	7-12, 2017	1-6, 2018	7-12, 2018	1-6, 2019	7-12, 2019	1-6, 2020
За периода												
Z-фактор (очаквания на Предложителя)	5,495	5,495	1,327	1,327	1,352	1,352	1,135	1,135	910	910	658	658
Корекция след регулаторен одит (очаквания на Предложителя, решение на КЕВР)	- 14,927	- 14,927	- 14,927	- 14,927	- 14,927	- 14,927	- 14,927	- 14,927	- 14,927	- 14,927	- 14,927	- 14,927
За под-периода												
Z-фактор (очаквания на Предложителя)	2,748	2,748	663	663	676	676	568	568	455	455	329	329
Корекция след регулаторен одит (очаквания на Предложителя, решение на КЕВР)	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464

Приходи от разпределение на електрическа енергия

Основният приход на дружеството – обект на търговото предложение се формира от цена за достъп до и пренос през разпределителната мрежа.

Необходимите приходи на дружеството – обект на търговото предложение за осъществяването на дейността по лицензията се определят така, че да покриват технологичните разходи за енергия по разпределителната мрежа в признатия от ДКЕВР размер (9%), както и разходи по поддръжка и други административни разходи на дружеството след одобрение на КЕВР. Към това се прибавя доходност, формулирана като възвръщаемост към регулаторната база на активите (в момента 7%). Това са дълготрайните активи, намалени с придобитите по безвъзмезден начин, а в случая сме направили корекция и с финансовите активи и активите, свързани с присъединяване на нови абонати, както и необходимият оборотен капитал. Той от своя страна е формиран като 1/8 от кешовите разходи по основната дейност и технологичните разходи. Така изчислената стойност се коригира със т.нар. Z-фактор, както и с ефект на корекция от последния одит на предприятието. За целите на оценката използваме допусканията на Предложителя за последните два параметъра до края на прогнозния период. Прогнозите са направени на база прогнозите за количествата разпределена по мрежата на

дружеството енергия и прогнозите за цените на ЕСО, както и цената на енергията от АЕЦ Козлодуй за регулирания пазар, на база на които две цени се формира цената, по която дружеството купува от Обществения доставчик енергията за технологични разходи.

Регулаторни периоди	1		2		3		4		5		6	
	7-12, 2014	1-6, 2015	7-12, 2015	1-6, 2016	7-12, 2016	1-6, 2017	7-12, 2017	1-6, 2018	7-12, 2018	1-6, 2019	7-12, 2019	1-6, 2020
Общо такса разпределение, хил. лв												
"Висок" сценарий за потребление на енергия	97,964	105,973	93,102	100,590	93,129	102,274	94,983	103,415	96,175	106,588	99,371	107,543
"Нисък" сценарий за потребление на енергия	97,964	105,832	94,762	101,449	94,571	103,322	96,421	104,590	97,468	108,260	100,854	109,470
Базов сценарий за потребление на енергия	97,964	105,937	93,732	101,212	93,681	102,933	95,549	104,086	96,688	107,456	99,999	108,472

За повече информация за формирането на необходимите приходи на дружеството, както и за формиране на мрежовия компонент в приходите, който „се прехвърля напред” към по посока на крайните потребители, виж Приложение 6.

Приходи от услуги

Това са приходи от присъединяване на нови абонати.

Други приходи

Това са приходи, голяма част от които имат еднократен ефект и се поддават трудно на прогнозиране. За целта на оценката използваме очакванията на Предложителя.

Ефект от небаланси

Ефект от небаланси, хил. лв.	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Оптимистичен сц.	-1,317	-2,061	-954	0	0	0
Песимистичен сц.	-1,317	-2,046	-943	-564	-560	-567
Базов сц.	-1,317	-2,052	-949	-568	-564	-571

Виж по-долу относно формулирането на сценарии.

Административни разходи

Административните разходи са условно постоянни и в много голяма степен под контрола на дружеството - обект на търговото предложение. Предложителят допуска възможност за намаление на тези разходи с 2 500 хил. лв годишно, което е използвано за оптимистичния сценарий.

Други разходи

Провизиите и реинтегрирането на провизии във връзка с правни искове представлява значително перо в отчета за дохода на предприятието и съответно различни сценарии в развитието на резултата от правните искове би оказал значително влияние върху оценката. Не могат да бъдат изградени правдоподобни сценарии за тези стойности. Трябва да се има предвид обаче, че при по-неблагоприятно развитие на въпросния показател от очакваното, при равни други условия, оценката за справедливата стойност на акциите на дружеството - обект на търговото предложение ще се понижи и обратно, при по-благоприятно развитие на този показател - ще се увеличи.

Разходи за амортизации

Използваме плана на Предложителя (виж т.6.2.5.2, както и „Дълготрайни активи, инвестиции и амортизации” по-долу).

Нетни финансови приходи и разходи

Прогнозираме финансовите приходи на база текущите депозити на дружеството с приложимия към тях лихвен процент, отчитайки датата на техния падеж, както и лихвения процент и стойността на притежаваната от дружеството - обект на търговото предложение облигация, както и очакването на Предложителя за това до кога тя ще е включена в неговия баланс. Прилагаме намаляващ във времето лихвен процент към кешовите наличности в началото на отчетния период.

Към 30.09.2014 г. лихвените разходи са формирани по провизии за задължения за и провизии за разходи по достъп до чужди съоръжения. Лихвените разходи по провизиите за пенсиониране са резултат от дисконтирането на бъдещите задължения към момента на отчета. Според финансовите отчети на дружеството към 30.09.2014 г., дисконтовият процент по провизиите за пенсионни задължения е 4%, формиран на база ефективната доходност по 10-годишните държавни ценни книжа. Поради по-дългия срок на тези задължения е използвана екстраполация. Според последния актуален финансов отчет към датата на обосновка на цената (30.09.2014 г.), дисконтовата норма по провизиите за достъп до чужди съоръжения е 1.65% според данни от финансовите отчети към 30.09.2014 г. Този процент е базиран на доходността по държавните ценни книжа, според информация, предоставена на уебсайта на Българската народна банка към 31.08.2014 г.

Според информация от Предложителя, тази провизия ще продължи да съществува, без да следва да бъде дисконтирана.

Имайки всичко това предвид, за 2014 г. прогнозираме стойност на лихвените разходи равни на текущите. За 2015 г. - 2019 г. прогнозираме нулеви нетни лихвени разходи по провизията за достъп до чужди съоръжения, а само по провизията за пенсионни задължения при същите допускания, както към 30.09.2014 г. (4% норма на дисконтиране) и съответно константна стойност.

Активи и задължения

Търговските вземания са прогнозирани на база дела на brutните търговски вземания в продажбите за последната година, като са използвани и делът на провизиите в brutните вземания, за да се получи нетната стойност на вземанията. За материалните запаси и вземанията от свързани лица са използвани очаквания на Предложителя за делът им в продажбите. За материалните и нематериалните активи и данъчните активи и вземания са използвани допускания на Предложителя виж т.6.2.5.2).

За дългосрочните задължения (провизии за пенсиониране и задължения към персонала, както и за краткосрочната част на тези задължения) използваме прогнозите на Предложителя. За да прогнозираме търговските задължения, използваме очакванията Предложителя за техния дял в

разходите за покупка на енергия за технологични разходи и таксата за мрежа високо напрежение. Останалите задължения са прогнозираны на база очакванията на Предложителя.

Дълготрайни активи, инвестиции и амортизации

Използвани са очакванията на търговия предводител. Според информация от търговия предводител, необходимият минимален годишен размер на инвестициите за дружеството е 40 млн. лв. при реално необходими 60 млн. лв. През предходни периоди (2008-2012 г., което е предходния регулационен период по отношение на регулаторната база на активите) дружеството е правило значително по-големи годишни инвестиции (виж по-долу) като средният им размер клони около стойностите, зададени за последните две години на прогнозния период. През цитирания исторически период ДКЕВР е признавала за регулаторни цели около 77-78 милиона лева инвестиции, а предприятието е имало по-високи инвестиционни бюджети от порядъка на 80 милиона лева годишно. Според Мотивите към Решение на ДКЕВР (КЕВР) N: Ц-021/26.06.2008 г. за цени на електрическа енергия от 01.07.2008 г., Комисията е одобрила за дружеството за съответния петгодишен регулаторен период средногодишни инвестиции от 77 755 хил. лв при предложени от него 93 240 хил. лв (или 83% на признаване). За настоящия период обаче, КЕВР не признава инвестициите за регулаторни цели (ценообразуване). Поради тази причина, макар и инвестициите да са необходими, търговия предводител, познавайки мрежата си, е определил, че за следващите 2-3 години би могъл да инвестира по-малко от средното досега, изчаквайки по-благоприятни регулации в бъдеще, които ще му позволят да финансира инвестициите чрез цената на услугата. Въпреки това, предложителят съзнава, че инвестициите са под необходимите за поддържане на мрежата в дългосрочен план и това изчакване не може да трае неопределен период от време, като след период от 2-3 години мрежата вече ще изисква текущи инвестиции в нормален (и всъщност догонващ) размер, който съответства на предвиденото в плана за последните 2 години от прогнозния период, и тези инвестиции следва да се направят независимо от това дали КЕВР признава инвестициите с цел ценообразуване или не. Това не са инвестиции с еднократен или епизодичен характер, а текущи инвестиции, които за следпрогнозния период се очаква да гравитират около предвидения размер за последните две години от прогнозния период независимо от това, дали са признати от регулаторна гледна точка или не. Признаването на инвестициите е обект на решение от страна на КЕВР и не може да се направи аргументирано допускане за това дали КЕВР ще ги признае, кога и в какъв размер. Въпреки това, такива инвестиции са необходими за нормалното протичане на бизнеса и следва да бъдат заложен. Фактът, че едно евентуално регулаторно признаване на инвестициите би довело до допълнително оскъпяване на енергията за крайните потребители, ни кара да се отнасяме с предпазливост по отношение допусканията за регулациите. Независимо от това, в оптимистичния сценарий за развитието на дружеството (виж по-долу) сме заложили възможността от страна на КЕВР за признаване на 83% от средногодишния размер на очакваните инвестиции (каквато е била степента на признаване през предходния 5-годишен период на регулиране) като част от регулаторната база на активите от следващия ценови период (започващ от месец юли 2015 г.).

Исторически данни за нивото на инвестициите

Енерго-Про Мрежи АД						
Година		2008	2009	2010	2011	2012
Инвестиции	В хил.лв.	55,910	58,934	72,826	66,365	57,098

Източник: Заверени одиторски отчети на дружеството 2008-2012 г.

Дълготрайни активи, инвестиции и амортизации

Дълготрайни активи, хил. лв	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Енерго-Про Мрежи АД						
Материални и нематериални активи в началото на периода	401,066	354,563	334,145	326,032	325,668	336,032
Бруто инвестиции	8,606	25,000	35,700	44,500	54,800	61,700
Амортизация общо	55,110	45,418	43,813	44,864	44,435	47,885
На съществуващите активи	54,700	42,218	37,212	34,025	28,378	25,951
На инвестиционните разходи	410	3,201	6,601	10,839	16,058	21,934
Материални и нематериални активи в края на периода	354,563	334,145	326,032	325,668	336,032	349,848

Дивиденди

Предложителят възнамерява при изплащане на дивиденди, да използва сумите за погасяване на свои задължения. Според прогнозите на Предложителя:

Необходими дивиденди	2015	2016	2017	2018	2019
Първи по ред дълг ("старши"), хил. лв					
Главница - 67 млн. евро, срок: 2022 г.					
Плащания по главницата	13,691	13,691	13,691	13,691	13,691
Остатъчен дълг	103,659	89,968	76,277	62,587	48,896
Лихва, 3.5%	3,868	3,388	2,909	2,430	1,951
Мезанин, хил. лв					
Лихва, 16%					
Главница - 10 млн. евро	22,688	26,318			
Плащане на главница				21,710	
Лихви - кешов разход	0	4,211	4,211	4,211	
Необходими дивиденди	17,558	21,290	20,811	20,332	15,642

6.2.5.1. Формулиране на сценарии за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение

Според съществуващите нормативни правила за определяне на необходимите приходи и доходност на дружеството, то "прехвърля напред" (към следващото звено от веригата до крайния потребител) основната част от разходите си, като най-същественият елемент тук е разликата между нормативно признатото ниво на технологични разходи и реалното такова. Към момента, нормативно признатите технологични разходи като процент от разпределената енергия е по-ниско от реалното ниво. Поради тази разлика при ръст в количествата разпределена енергия, при равни други условия, разходите ще нарастват по-бързо от приходите, което при равни други условия води до понижаване на оценката на дружеството. Освен това, презюмираме, че при заданията от Предложителя инвестиционен план, не може да се очаква по-силно подобрене в нивото на реалните технологични разходи от предвиденото от дружеството. За това формираме следните сценарии за развитието му:

Песимистичен:

- Сценарий за по-високо потребление на електрическа енергия в страната, съответстващ на базовия сценарий в Енергийната стратегия на България до 2020 г.;
- Сценарий за цени на Преносното предприятие (ЕО), съответстващ на по-високо потребление на енергия в страната;

- Ниво на технологични разходи, по-високо от очакванията на Предложителя при допускане, че направените инвестиции в подобрене на ефективността не реализират напълно своя потенциал.
- Административните разходи са на нивото на базисните очаквания на Предложителя;
- Признатият за регулационни цели процентен размер на технологичните разходи се понижава до 8.5% от юли, 2015 г. Останалите прилагани в момента от КЕВР правила, методологии и ценообразуващи параметри остават неизменни.

Оптимистичен:

- Сценарий за по-ниско потребление на електроенергия в държавата в бъдеще, базиран на целевия сценарий в Енергийната стратегия на България до 2020 г.;
- Сценарий за цени на Преносното предприятие (ЕСО), съответстващ на по-ниско потребление на енергия в страната;
- Ниво на технологични разходи, съответстващо на оптимистично предположение на Предложителя за подобряване на дела на технологичните разходи при зададеното ниво на инвестиции;
- Оптимистично предположение на Предложителя за нивото на административните разходи. Административните разходи са условно постоянни и в много голяма степен под контрола на Предложителя;
- Допускаме, че КЕВР признава 83% от средногодишния размер на очакваните инвестиции като част от регулаторната база на активите от следващия ценови период (започващ от месец юли 2015 г.). Останалите прилагани в момента от КЕВР правила, методологии и ценообразуващи параметри остават неизменни.

Базов:

- Сценарий за базисно равнище на потребление на електрическа енергия в страната;
- Сценарий за цени на Преносното предприятие (ЕСО), съответстващ на базисно равнище на потребление на енергия в страната;
- Ниво на технологични разходи, съответстващо на очакванията на Предложителя;
- Административните разходи са на нивото на базисните очаквания на Предложителя;
- Запазване на прилаганите в момента от КЕВР правила, методологии и ценообразуващи параметри.

6.2.5.2. Прогнози за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение6.2.5.2.1. Базов сценарий

Отчет за дохода	2012	2013	06-14	09-14	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Хил. лв										
Енерго-Про Мрежи АД	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза
Продажби	398,533	373,737	128,527	173,245	231,360	210,565	207,308	211,471	213,901	220,247
Такси за разпределение	382,960	360,401	121,881	163,507	219,845	199,669	194,892	198,482	200,774	207,454
Приходи от продажба на мрежови компоненти		360,401	121,881		219,845	199,669	194,892	198,482	200,774	207,454
От свързани лица		321,343	101875							
Нетен ефект от небаланси					-1,317	-2,052	-949	-568	-564	-571
Услуги (свързване на нови абонати)	7,733	8,453	4,383	6,605	8,936	9,004	9,319	9,389	9,398	8,943
Други приходи	7,841	4,883	2,263	3,133	3,896	3,943	4,046	4,167	4,292	4,421
Разходи	340,002	313,134	97,949	128,048	165,562	149,279	143,075	147,665	149,407	151,646
Покупка на енергия (технологични разходи)	94,962	91,242	43,916	50,510	58,290	27,745	28,301	27,713	27,232	26,967
Технологични загуби		91,242	43,916		58,290	27,745	28,301	27,713	27,232	26,967
Такси за мрежа високо напрежение	143,290	128,307	20,153	30,719	43,748	45,054	45,612	46,559	47,661	49,027
Административни разходи (без провизии)	81,002	71,824	32,672	48,992	65,761	72,549	73,489	74,594	75,714	76,851
Други разходи, нето (провизии)	20,748	21,760	1,208	-2,173	-2,238	3,932	-4,328	-1,201	-1,200	-1,200
Брутен марж (енергия)	144,708	140,851	57,812	82,278	117,806	126,870	120,978	124,210	125,881	131,460
Брутен марж, %	38%	39%	47%	50%	54%	64%	62%	63%	63%	63%
Печалба преди лихви, данъци и амортизации (EBITDA)	58,531	60,603	30,578	45,197	65,798	61,285	64,233	63,806	64,493	68,601
EBITDA марж, %	15%	16%	24%	26%	28%	29%	31%	30%	30%	31%

Отчет за дохода	2012	2013	06-14	09-14	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Амортизации	44,867	50,810	24,182	41,371	55,110	45,418	43,813	44,864	44,435	47,885
Печалба преди лихви и данъци (ЕВИТ)	13,664	9,793	6,396	3,826	10,688	15,867	20,420	18,942	20,058	20,717
ЕВИТ марж, %	3%	3%	5%		5%	8%	10%	9%	9%	9%
Финансови приходи/разходи, нето	-720	1858	1000	2069	2943	4026	4053	3779	808	601
Приходи от лихви		2291	863		2695	3788	3815	3541	570	363
Други финансови приходи		233	352		352	352	352	352	352	352
Разходи за лихви		-383	0		0	0	0	0	0	0
Разходи за лихви по провизии		-223	-186		-75	-85	-85	-85	-85	-85
Други финансови разходи		-60	-29		-29	-29	-29	-29	-29	-29
Данъци	1,295	1,043	0	0	1,363	1,989	2,447	2,272	2,087	2,132
Нетна печалба	11,649	10,609	7,396	5,895	12,268	17,904	22,026	20,449	18,779	19,186
Последващи преоценки на планове с дефинирани пенсионни доходи	-323	-931	0	0	0	0	0	0	0	0
Общ всеобхватен доход	11,326	9,678	7,396	5,895	12,268	17,904	22,026	20,449	18,779	19,186

Отчет за финансовото състояние	2012	2013	06-14	09-14	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Хил. лв										
Енерго-Про Мрежи АД	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза
Дълготрайни материални и нематериални активи	431,610	401,066	379,940	364,195	354,563	334,145	326,032	325,668	336,032	349,848
Финансови активи			46,159	46,159	46,159	46,159	46,159	46,159		
Общо дълготрайни активи	431,610	401,066	426,099	410,354	400,722	380,304	372,191	371,827	336,032	349,848
Материални запаси	3,718	6,467	6,214	5,098	5,979	4,569	3,831	3,531	3,560	3,657
Вземания от свързани лица	51,219	63,517	24,182	15,529	16,714	15,299	14,830	15,117	15,305	15,857
Търговски и други вземания	7,192	5,406	26,105	25,151	3,310	3,008	2,943	2,998	3,033	3,131
Търговски вземания бруто		5,294			3,229	2,933	2,863	2,916	2,949	3,047
Провизии		1,291			788	715	698	711	719	743
Търговски вземания нето		4,003			2,442	2,218	2,165	2,205	2,230	2,304
Депозит		0			0	0	0	0	0	0
Други		1,403			869	790	778	794	803	827
Данъчни вземания	0	382	180	270	0	0	0	0	0	0
Пари и парични еквиваленти	3,402	48,175	16,477	34,506	71,561	91,960	95,083	90,316	121,074	107,287
Общо краткосрочни активи	65,531	123,947	73,158	80,554	97,565	114,837	116,686	111,962	142,972	129,931
Общо активи	497,141	525,013	499,257	490,908	498,286	495,141	488,876	483,789	479,005	479,779
Основен капитал	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318
Резерви	70,015	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890
Финансов резултат (с натрупване)	258,563	269,366	276,762	275,261	269,366	281,634	281,980	282,715	282,353	280,801
Финансов резултат от текущата година (вкл. друг всеобхватен доход)					12,268	17,904	22,026	20,449	18,779	19,186
Платени дивиденди					0	17,558	21,290	20,811	20,332	15,642
Собствен капитал	329,896	339,574	346,970	345,469	351,842	352,188	352,923	352,561	351,009	354,553
Отсрочени данъци	3,367	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375
Провизии по задължения за пенсиониране	1,564	2,668	2,628	2,605	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668
Провизии за задължения към персонала	188	190	168	146	190	190	190	190	190	190

Отчет за финансовото състояние	2012	2013	06-14	09-14	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Други провизии	19,059	17,356	17,352	17,091	17,102	16,826	16,544	15,444	14,344	13,244
Финансирания	326	320	314	311	0	0	0	0	0	0
Приходи за бъдещи периоди	60,305	56,560	54,236	52,800	51,117	45,044	39,694	35,575	32,744	31,659
Дългосрочни задължения	84,809	79,469	77,073	75,328	73,452	67,103	61,471	56,252	52,321	50,136
Търговски задължения	49,020	49,827	17,104	15,872	16,966	15,346	16,599	17,355	18,131	18,694
Заеми от свързани лица		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Данъчни задължения	1,337	0	0	0	1,396	1,598	2,707	2,476	2,490	1,897
Провизии по задължения за пенсиониране	270	204	204	204	204	204	204	204	204	204
Провизии за задължения към персонала	470	380	1,048	534	380	380	380	380	380	380
Други провизии	23,588	47,094	48,393	45,036	45,111	49,319	45,273	45,172	45,072	44,972
Финансирания	19	12	12	12	0	0	0	0	0	0
Приходи за бъдещи периоди	7,732	8,453	8,453	8,453	8,936	9,004	9,319	9,389	9,398	8,943
Краткосрочни задължения	82,436	105,970	75,214	70,111	72,992	75,850	74,482	74,975	75,675	75,090
Общо задължения и собствен капитал	497,141	525,013	499,257	490,908	498,286	495,141	488,876	483,789	479,005	479,779

Отчет за паричните потоци, хил лв.							
Енерго-Про Мрежи АД	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Нетна печалба за годината	9,678	12,268	17,904	22,026	20,449	18,779	19,186
Промяна в:							
Дълготр. материални и нематериални активи	-30,544	-46,504	-20,418	-8,113	-364	10,365	13,815
Дългосрочни финансови активи	0	46,159	0	0	0	-46,159	0
Отсрочени данъчни активи	382	-382	0	0	0	0	0
Материални запаси	2,749	-488	-1,410	-739	-300	29	97
Вземания от свързани лица	12,298	-46,803	-1,415	-469	287	189	551
Търговски и други вземания	-1,786	-2,096	-302	-65	55	35	98
Краткосрочни търговски задължения	807	-32,861	-1,620	1,253	756	776	563
Провизии за пенсиониране	1,038	0	0	0	0	0	0
Провизии по задължения към персонала	-88	0	0	0	0	0	0
Заеми от свързани лица	0	0	0	0	0	0	0
Данъчни задължения	-2,329	1,396	202	1,109	-231	14	-593

Отчет за паричните потоци, хил лв.							
Енерго-Про Мрежи АД	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Други (провизии, финансираня, прих. за бъдещи периоди)	18,766	-7,530	-2,072	-9,363	-5,250	-4,022	-2,739
Изплатени дивиденди	0	0	17,558	21,290	20,811	20,332	15,642
Нетен паричен поток	44,773	23,386	20,400	3,122	-4,766	30,758	-13,787
Пари и парични еквиваленти в нач. на периода	3,402	48,175	71,561	91,960	95,083	90,316	121,074
Пари и парични еквиваленти в края на периода	48,175	71,561	91,960	95,083	90,316	121,074	107,287

6.2.5.2.2. Оптимистичен сценарий

Отчет за дохода	2012	2013	06-14	09-14	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Хил. лв										
Енерго-Про Мрежи АД	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза
Продажби	398,533	373,737	128,527	173,245	231,360	211,481	208,431	213,299	215,748	222,478
Такси за разпределение	382,960	360,401	121,881	163,507	219,845	200,594	196,020	199,743	202,058	209,114
Приходи от продажба на мрежови компоненти		360,401	121,881		219,845	200,594	196,020	199,743	202,058	209,114
От свързани лица		321,343	101,875							
Нетен ефект от небаланси					-1,317	-2,061	-954	0	0	0
Услуги (свързване на нови абонати)	7,733	8,453	4,383	6,605	8,936	9,004	9,319	9,389	9,398	8,943
Други приходи	7,841	4,883	2,263	3,133	3,896	3,943	4,046	4,167	4,292	4,421
Разходи	340,002	313,134	97,949	128,048	165,562	146,478	139,159	143,632	145,130	147,467
Покупка на енергия (технологични разходи)	94,962	91,242	43,916	50,510	58,290	27,491	27,397	26,577	25,843	25,467
Технологични загуби		91,242	43,916		58,290	27,491	27,397	26,577	25,843	25,467
Такси за мрежа високо напрежение	143,290	128,307	20,153	30,719	43,748	45,006	45,100	46,162	47,273	48,848
Административни разходи (без провизии)	81,002	71,824	32,672	48,992	65,761	70,049	70,989	72,094	73,214	74,351

Отчет за дохода	2012	2013	06-14	09-14	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Други разходи, нето (провизии)	20,748	21,760	1,208	-2,173	-2,238	3,932	-4,328	-1,201	-1,200	-1,200
Брутен марж (енергия)	144,708	140,851	57,812	82,278	117,806	128,097	123,523	127,004	128,942	134,798
Брутен марж, %	38%	39%	47%	50%	54%	64%	63%	64%	64%	64%
Печалба преди лихви, данъци и амортизации (EBITDA)	58,531	60,603	30,578	45,197	65,798	65,003	69,272	69,667	70,618	75,011
EBITDA марж, %	15%	16%	24%	26%	28%	31%	33%	33%	33%	34%
Амортизации	44,867	50,810	24,182	41,371	55,110	45,418	43,813	44,864	44,435	47,885
Печалба преди лихви и данъци (EBIT)	13,664	9,793	6,396	3,826	10,688	19,585	25,459	24,803	26,183	27,126
EBIT марж, %	3%	3%	5%		5%	9%	12%	12%	12%	12%
Финансови приходи/разходи, нето	-720	1858	1000	2069	2943	4026	4094	3851	888	656
Приходи от лихви		2291	863		2695	3788	3856	3613	650	418
Други финансови приходи		233	352		352	352	352	352	352	352
Разходи за лихви		-383	0		0	0	0	0	0	0
Разходи за лихви по провизии		-223	-186		-75	-85	-85	-85	-85	-85
Други финансови разходи		-60	-29		-29	-29	-29	-29	-29	-29
Данъци	1,295	1,043	0	0	1,363	2,361	2,955	2,865	2,707	2,778
Нетна печалба	11,649	10,609	7,396	5,895	12,268	21,250	26,597	25,789	24,364	25,004
Последващи преоценки на планове с дефинирани пенсионни доходи	-323	-931	0	0	0	0	0	0	0	0
Общ всеобхватен доход	11,326	9,678	7,396	5,895	12,268	21,250	26,597	25,789	24,364	25,004

Отчет за финансовото състояние	2012	2013	06-14	09-14	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Хил. лв										
Енерго-Про Мрежи АД	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза
Дълготрайни материални и нематериални активи	431,610	401,066	379,940	364,195	354,562	334,145	326,031	325,667	336,032	349,848
Финансови активи			46,159	46,159	46,159	46,159	46,159	46,159		
Общо дълготрайни активи	431,610	401,066	426,099	410,354	400,721	380,304	372,190	371,826	336,032	349,848
Материални запаси	3,718	6,467	6,214	5,098	5,979	4,589	3,851	3,561	3,591	3,694
Вземания от свързани лица	51,219	63,517	24,182	15,529	16,714	15,370	14,916	15,213	15,403	15,984
Търговски и други вземания	7,192	5,406	26,105	25,151	3,310	3,022	2,960	3,019	3,054	3,158
Търговски вземания бруто		5,294			3,229	2,947	2,879	2,934	2,968	3,072
Провизии		1,291			788	719	702	716	724	749
Търговски вземания нето		4,003			2,442	2,228	2,177	2,219	2,244	2,323
Депозит		0			0	0	0	0	0	0
Други		1,403			869	794	782	801	810	835
Данъчни вземания	0	382	180	270	0	0	0	0	0	0
Пари и парични еквиваленти	3,402	48,175	16,477	34,506	71,561	95,091	102,536	103,048	139,321	131,326
Общо краткосрочни активи	65,531	123,947	73,158	80,554	97,565	118,072	124,262	124,841	161,369	154,162
Общо активи	497,141	525,013	499,257	490,908	498,286	498,376	496,453	496,668	497,402	504,009
Основен капитал	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318
Резерви	70,015	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890
Финансов резултат (с натрупване)	258,563	269,366	276,762	275,261	269,366	281,634	285,325	290,633	295,610	299,643
Финансов резултат от текущата година (вкл. друг всеобхватен доход)					12,268	21,250	26,597	25,789	24,364	25,004
Платени дивиденди					0	17,558	21,290	20,811	20,332	15,642
Собствен капитал	329,896	339,574	346,970	345,469	351,842	355,533	360,841	365,818	369,851	379,213
Отсрочени данъци	3,367	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375

Отчет за финансовото състояние	2012	2013	06-14	09-14	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Провизии по задължения за пенсиониране	1,564	2,668	2,628	2,605	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668
Провизии за задължения към персонала	188	190	168	146	190	190	190	190	190	190
Други провизии	19,059	17,356	17,352	17,091	17,102	16,826	16,544	15,444	14,344	13,244
Финансирания	326	320	314	311	0	0	0	0	0	0
Приходи за бъдещи периоди	60,305	56,560	54,236	52,800	51,117	45,044	39,694	35,575	32,744	31,659
Дългосрочни задължения	84,809	79,469	77,073	75,328	73,452	67,103	61,471	56,252	52,321	50,136
Търговски задължения	49,020	49,827	17,104	15,872	16,966	15,235	16,258	16,977	17,686	18,265
Заеми от свързани лица		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Данъчни задължения	1,337	0	0	0	1,396	1,598	2,707	2,476	2,490	1,897
Провизии по задължения за пенсиониране	270	204	204	204	204	204	204	204	204	204
Провизии за задължения към персонала	470	380	1,048	534	380	380	380	380	380	380
Други провизии	23,588	47,094	48,393	45,036	45,111	49,319	45,273	45,172	45,072	44,972
Финансирания	19	12	12	12	0	0	0	0	0	0
Приходи за бъдещи периоди	7,732	8,453	8,453	8,453	8,936	9,004	9,319	9,389	9,398	8,943
Краткосрочни задължения	82,436	105,970	75,214	70,111	72,992	75,739	74,141	74,597	75,230	74,660
Общо задължения и собствен капитал	497,141	525,013	499,257	490,908	498,286	498,376	496,453	496,668	497,402	504,009

Отчет за паричните потоци, хил лв.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Енерго-Про Мрежи АД							
Нетна печалба за годината	9,678	12,268	21,250	26,597	25,789	24,364	25,004
Промяна в:							
Дълготр. материални и нематериални активи	-30,544	-46,504	-20,418	-8,113	-364	10,365	13,815
Дългосрочни финансови активи	0	46,159	0	0	0	-46,159	0
Отсрочени данъчни активи	382	-382	0	0	0	0	0
Материални запаси	2,749	-488	-1,390	-738	-290	29	103
Вземания от свързани лица	12,298	-46,803	-1,344	-455	297	191	580
Търговски и други вземания	-1,786	-2,096	-288	-62	60	35	104
Краткосрочни търговски задължения	807	-32,861	-1,731	1,023	719	709	578
Провизии за пенсиониране	1,038	0	0	0	0	0	0
Провизии по задължения към персонала	-88	0	0	0	0	0	0

Отчет за паричните потоци, хил. лв.							
Енерго-Про Мрежи АД	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Заеми от свързани лица	0	0	0	0	0	0	0
Данъчни задължения	-2,329	1,396	202	1,109	-231	14	-593
Други (провизии, финансираня, прих. за бъдещи периоди)	18,766	-7,530	-2,072	-9,363	-5,250	-4,022	-2,739
Изплатени дивиденди	0	0	17,558	21,290	20,811	20,332	15,642
Нетен паричен поток	44,773	23,386	23,530	7,445	512	36,273	-7,995
Пари и парични еквиваленти в нач. на периода	3,402	48,175	71,561	95,091	102,536	103,048	139,321
Пари и парични еквиваленти в края на периода	48,175	71,561	95,091	102,536	103,048	139,321	131,326

6.2.5.2.3. *Песимистичен сценарий*

Отчет за дохода	2012	2013	06-14	09-14	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Хил. лв										
Енерго-Про Мрежи АД	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза
Продажби	398,533	373,737	173,245	97,964	231,360	209,977	206,141	210,248	212,719	218,756
Такси за разпределение	382,960	360,401	163,507	97,964	219,845	199,075	193,719	197,256	199,589	205,959
Приходи от продажба на мрежови компоненти		360,401		97,964	219,845	199,075	193,719	197,256	199,589	205,959
От свързани лица		321,343								
Нетен ефект от небаланси					-1,317	-2,046	-943	-564	-560	-567
Услуги (свързване на нови абонати)	7,733	8,453	6,605		8,936	9,004	9,319	9,389	9,398	8,943
Други приходи	7,841	4,883	3,133		3,896	3,943	4,046	4,167	4,292	4,421
Разходи	340,002	313,134	128,048	71,058	165,562	149,965	145,086	150,498	153,076	155,826
Покупка на енергия (технологични разходи)	94,962	91,242	50,510	14,374	58,290	28,450	30,227	30,463	30,723	31,070
Технологични загуби		91,242		14,374	58,290	28,450	30,227	30,463	30,723	31,070
Такси за мрежа високо напрежение	143,290	128,307	30,719	23,595	43,748	45,034	45,697	46,642	47,838	49,104
Административни разходи (без провизии)	81,002	71,824	48,992	33,089	65,761	72,549	73,489	74,594	75,714	76,851
Други разходи, нето (провизии)	20,748	21,760	-2,173		-2,238	3,932	-4,328	-1,201	-1,200	-1,200

Отчет за дохода	2012	2013	06-14	09-14	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Брутен марж (енергия)	144,708	140,851	82,278	59,994	117,806	125,591	117,795	120,151	121,028	125,784
Брутен марж, %	38%	39%	50%	61%	54%	63%	61%	61%	61%	61%
Печалба преди лихви, данъци и амортизации (EBITDA)	58,531	60,603	45,197	26,905	65,798	60,012	61,055	59,750	59,644	62,930
EBITDA марж, %	15%	16%	26%		28%	29%	30%	28%	28%	29%
Амортизации	44,867	50,810	41,371	30,928	55,110	45,418	43,813	44,864	44,435	47,885
Печалба преди лихви и данъци (EBIT)	13,664	9,793	3,826	-4,023	10,688	14,594	17,242	14,886	15,209	15,046
EBIT марж, %	3%	3%		-4%	5%	7%	8%	7%	7%	7%
Финансови приходи/разходи, нето	-720	1858	2069	0	2943	4026	4041	3746	764	568
Приходи от лихви		2291			2695	3788	3803	3508	526	330
Други финансови приходи		233			352	352	352	352	352	352
Разходи за лихви		-383			0	0	0	0	0	0
Разходи за лихви по провизии		-223			-75	-85	-85	-85	-85	-85
Други финансови разходи		-60			-29	-29	-29	-29	-29	-29
Данъци	1,295	1,043	0		1,363	1,862	2,128	1,863	1,597	1,561
Нетна печалба	11,649	10,609	5,895	-4,023	12,268	16,758	19,155	16,769	14,375	14,052
Последващи преоценки на планове с дефинирани пенсионни доходи	-323	-931	0		0	0	0	0	0	0
Общ всеобхватен доход	11,326	9,678	5,895	-4,023	12,268	16,758	19,155	16,769	14,375	14,052

Отчет за финансовото състояние	2012	2013	06-14	09-14	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Хил. лв										
Енерго-Про Мрежи АД	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза
Дълготрайни материални и нематериални активи	431,610	401,066	379,940	364,195	354,563	334,145	326,032	325,668	336,032	349,848
Финансови активи			46,159	46,159	46,159	46,159	46,159	46,159		
Общо дълготрайни активи	431,610	401,066	426,099	410,354	400,722	380,304	372,191	371,827	336,032	349,848
Материални запаси	3,718	6,467	6,214	5,098	5,979	4,557	3,809	3,510	3,540	3,632
Вземания от свързани лица	51,219	63,517	24,182	15,529	16,714	15,254	14,740	15,023	15,215	15,743
Търговски и други вземания	7,192	5,406	26,105	25,151	3,310	2,999	2,926	2,980	3,015	3,109
Търговски вземания бруто		5,294			3,229	2,924	2,846	2,898	2,932	3,025
Провизии		1,291			788	713	694	707	715	738
Търговски вземания нето		4,003			2,442	2,211	2,152	2,191	2,217	2,288
Депозит		0			0	0	0	0	0	0
Други		1,403			869	788	774	789	799	821
Данъчни вземания	0	382	180	270	0	0	0	0	0	0
Пари и парични еквиваленти	3,402	48,175	16,477	34,506	71,561	91,011	91,603	83,354	109,912	91,153
Общо краткосрочни активи	65,531	123,947	73,158	80,554	97,565	113,821	113,078	104,868	131,683	113,637
Общо активи	497,141	525,013	499,257	490,908	498,286	494,125	485,269	476,695	467,715	463,484
Основен капитал	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318
Резерви	70,015	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890	68,890
Финансов резултат (с натрупване)	258,563	269,366	276,762	275,261	269,366	281,634	280,834	278,698	274,656	268,699
Финансов резултат от текущата година (вкл. друг всеобхватен доход)					12,268	16,758	19,155	16,769	14,375	14,052
Платени дивиденди					0	17,558	21,290	20,811	20,332	15,642
Собствен капитал	329,896	339,574	346,970	345,469	351,842	351,042	348,906	344,864	338,907	337,318
Отсрочени данъци	3,367	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375
Провизии по задължения за пенсиониране	1,564	2,668	2,628	2,605	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668

Отчет за финансовото състояние	2012	2013	06-14	09-14	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Хил. лв										
Енерго-Про Мрежи АД	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Отчетна ст-т	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза	Прогноза
Провизии за задължения към персонала	188	190	168	146	190	190	190	190	190	190
Други провизии	19,059	17,356	17,352	17,091	17,102	16,826	16,544	15,444	14,344	13,244
Финансирания	326	320	314	311	0	0	0	0	0	0
Приходи за бъдещи периоди	60,305	56,560	54,236	52,800	51,117	45,044	39,694	35,575	32,744	31,659
Дългосрочни задължения	84,809	79,469	77,073	75,328	73,452	67,103	61,471	56,252	52,321	50,136
Търговски задължения	49,020	49,827	17,104	15,872	16,966	15,476	17,009	17,958	18,943	19,635
Заеми от свързани лица		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Данъчни задължения	1,337	0	0	0	1,396	1,598	2,707	2,476	2,490	1,897
Провизии по задължения за пенсиониране	270	204	204	204	204	204	204	204	204	204
Провизии за задължения към персонала	470	380	1,048	534	380	380	380	380	380	380
Други провизии	23,588	47,094	48,393	45,036	45,111	49,319	45,273	45,172	45,072	44,972
Финансирания	19	12	12	12	0	0	0	0	0	0
Приходи за бъдещи периоди	7,732	8,453	8,453	8,453	8,936	9,004	9,319	9,389	9,398	8,943
Краткосрочни задължения	82,436	105,970	75,214	70,111	72,992	75,980	74,892	75,578	76,487	76,030
Общо задължения и собствен капитал	497,141	525,013	499,257	490,908	498,286	494,125	485,269	476,695	467,715	463,484

Отчет за паричните потоци, хил лв.							
Енерго-Про Мрежи АД	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Нетна печалба за годината	9,678	12,268	16,758	19,155	16,769	14,375	14,052
Промяна в:							
Дълготр. материални и нематериални активи	-30,544	-46,504	-20,418	-8,113	-364	10,365	13,815
Дългосрочни финансови активи	0	46,159	0	0	0	-46,159	0
Отсрочени данъчни активи	382	-382	0	0	0	0	0
Материални запаси	2,749	-488	-1,423	-748	-299	30	92
Вземания от свързани лица	12,298	-46,803	-1,461	-513	283	192	527

Отчет за паричните потоци, хил лв.							
Енерго-Про Мрежи АД	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Търговски и други вземания	-1,786	-2,096	-311	-74	55	35	93
Краткосрочни търговски задължения	807	-32,861	-1,490	1,533	949	985	692
Провизии за пенсиониране	1,038	0	0	0	0	0	0
Провизии по задължения към персонала	-88	0	0	0	0	0	0
Заеми от свързани лица	0	0	0	0	0	0	0
Данъчни задължения	-2,329	1,396	202	1,109	-231	14	-593
Други (провизии, финансираня, прих. за бъдещи периоди)	18,766	-7,530	-2,072	-9,363	-5,250	-4,022	-2,739
Изплатени дивиденди	0	0	17,558	21,290	20,811	20,332	15,642
Нетен паричен поток	44,773	23,386	19,451	592	-8,249	26,558	-18,758
Пари и парични еквиваленти в нач. на периода	3,402	48,175	71,561	91,011	91,603	83,354	109,912
Пари и парични еквиваленти в края на периода	48,175	71,561	91,011	91,603	83,354	109,912	91,153

6.2.6. Избор на методи за определяне на справедливата стойност на акцията

Формираме оценка за справедливата стойност на акциите на дружеството на база метода на дисконтираните парични потоци към дружеството (ДППД), метода на пазарните множители на дружества-аналози (ПМДА), както и на база нетната стойност на активите на дружеството (НСА). Изготвена е и оценка според ликвидационната стойност, но поради значително по-ниската оценка според този метод, той не е включен в калкулациите за финансовата оценка на справедливата стойност на дружеството, а има илюстративно приложение.

Оценката е разработена на база три сценария за развитието на предприятието (и респективно за формиране на неговата стойност): базов, оптимистичен и песимистичен, със съответстващите им оценки според ДППД. Оценката на база метода на ПМДА почива на база текущи пазарни множители и базисни финансови показатели (вж по-долу). Оценката според НСА е изготвена на база официалните отчети на предприятието към 30.09.2014 г.

6.2.6.1. Описание на прилаганите методи

Представяме описание на използваните оценъчни методи. Приложените методи са ДППД, ПМДА и НСА. ПМДА и НППФ оценяват компанията на принципа на действащо предприятие, докато НСА представлява оценка на компанията на база стойността на нейните активи. Като референция е представена и оценка на компанията според ликвидационната ѝ стойност.

6.2.6.2. ДППД

При този подход бъдещите икономически ползи от даден проект, компания или дялово участие се свеждат до стойност към настоящия момент на база дисконтиране на тези ползи посредством изискуема норма на доходност, която отразява както пазарния стандарт за подобно ниво на риск, така и индивидуалните рискови характеристики на конкретния проект, компания или дялово участие. По този начин методът отчита в най-голяма степен индивидуалните характеристики на оценявания актив и уникалните му перспективи за развитие, поради което е особено подходящ за оценка на активи (проект, компания или дялово участие) с по-висока степен на уникалност и/или чиито перспективи за развитие се различават по-значително от тези на неговите аналози. Тези различия може да се дължат както на екзогенни (пазарна среда, регулаторна среда, стопански сектор и др.), така и на ендогенни фактори (ефективност на дейността, мениджмънт и др.).

Обикновено като дисконтирани икономически ползи се възприемат нетната печалба или нетните парични потоци.

Първият вариант е по-често приложим за финансови компании, където паричният поток може да се разглежда по-скоро като ресурс за дейността и е в по-ниска степен идентифицируем с крайните икономически ползи за акционерите.

Дисконтирането на нетните парични потоци е характерен оценъчен метод за нефинансовите компании. Съществуват два варианта на моделиране оценката на база ДПП чрез използване на нетни парични потоци: свободни парични потоци към собствения капитал (free cash flow to equity, FCFE, или СППК), или свободни парични потоци към фирмата (free cash flow to firm, FCFF, или СППФ). В първия случай се използва цялостния паричен поток на предприятието, формиран с отчитане потоците по финансиране на бизнеса. Във втория се използват паричните потоци без отчитане на потоците по финансиране.

В настоящата оценка използваме втория вариант. По този начин се получава оценка на активите на фирмата, която след това се коригира със стойността на нейните задължения. Смятаме, че този вариант е по-подходящ за настоящата оценка, защото този метод в по-малка степен се влияе от изменения в счетоводната политика и еднократни положителни или отрицателни ефекти в дейността

на дружеството - обект на търговото предложение. Освен това, при този подход активите се оценяват изцяло на база основната дейност на предприятието, което прави паричните потоци по-съпоставими с използвания дисконтов процент (вж. по-долу).

Дисконтират се свободните парични потоци в рамките на т.нар. прогнозен период. Настоящата оценка е извършена на база 5-годишен прогнозен период от края на 2014 г. до 2019 г. Дисконтирането се извършва към 27.01.2015 г. Нетните парични потоци след 2015 г. са дисконтирани към тази дата, а потокът за четвъртото тримесечие на 2014 г. не се дисконтира. Тъй като моделът оценява дружеството - обект на търговото предложение (респективно неговите акции) като действащо предприятие, той също оценява сумарната стойност на паричните потоци след края на прогнозния период, или това е т. нар. терминална стойност. Тя се изчислява по формулата:

Терминална стойност = Терминален Свободен ПП/(дисконтов процент – постоянен темп на нарастване на ПП)

Съществуването на постоянен във времето терминален ръст е оправдано най-малко поради наличието на инфлация в дългосрочен план. За него допринася и прирастът в бизнеса на дружеството - обект на търговото предложение, който може да се очаква, че ще бъде подкрепян от икономическия растеж.

Терминалният свободен паричен поток се изчислява по формулата:

Терминален Свободен ПП = Свободен ПП₂₀₁₉ x (1+ постоянен темп на нарастване на ПП)

Двата варианта на прилагане на ДПП според вида на използваните парични потоци се свързва и с употребата на съответната им норма на дисконтиране. Когато се използват СППК, привеждането им в стойност към настоящия момент се извършва посредством цената на капитала (cost of equity, COE, или ЦК). Тя представлява изискуемата възвръщаемост на инвестициите в собствен капитал за съответното ниво на риск. При използване на СППФ, нормата за дисконтиране е среднопретеглената цена на капитала (weighted average cost of capital, WACC, или СПЦК). СПЦК представлява среднопретеглената доходност по капиталовия микс на фирмата, където доходността на нейните задължения и изискуемата доходност на собствения ѝ капитал се претеглят със съответния дял на двата източника на финансиране в капиталовия микс.

6.2.6.3. НСА

По този подход дружеството - обект на търговото предложение се оценява на база стойността на нейните активи, намалена със стойността на задълженията ѝ.

Нетната стойност на активите няма пряка връзка с бъдещите икономически ползи.

6.2.6.4. ПМДА

Според метода на пазарните множители на дружествата аналози, справедливата стойност на акцията се определя на база съотношението на справедливата стойност (пазарна цена или цена на сделка, вж. по-долу) към определен показател за дружеството - обект на търговото предложение (или т.нар. „пазарни множители“):

- Нетни продажби: В случая приложими са множителите P/S – цена на акция / продажби на една акция и EV/S – „стойност на фирмата” (enterprise value)⁷ / нетни продажби;

⁷ „Стойността на фирмата” (enterprise value) представлява сума от пазарната стойност на дълга на една компания и пазарната стойност на собствения ѝ капитал (или пазарната капитализация), намалена с парите в наличност и паричните еквиваленти. Това всъщност представлява сумарната стойност, която инвеститор придобиващ предприятието, трябва да заплати, за да удовлетвори правата на всички заинтересовани лица (акционери, кредитори, държавни ведомства, социално- и пенсионноосигурителни фондове, в т.ч. и по

- Печалба преди лихви, данъци и амортизации: EV/EBITDA – „стойност на фирмата” / печалба преди лихви, данъци и амортизации;
- Чиста печалба: P/E – цена на акция / чиста печалба на акция;
- Собствен капитал: P/B – цена на акция / собствен капитал на акция;
- Печалба преди лихви и данъци: P/EBIT (earnings before interest and taxes) – цена на акция / печалба преди лихви и данъци на акция;
- Оперативна печалба (печалба преди лихви, данъци и амортизация): EV/EBITDA (earnings before interest, tax, depreciation and amortization) – „стойност на фирмата” на акция / оперативна печалба на акция;
- Нетен паричен поток за фирмата или нетен паричен поток към собствен капитал: съответно P/FCFF – пазарна капитализация / нетен паричен поток за фирмата (може да се изчисли и на акция) – или, P/FCFE – цена на акция / нетен паричен поток към собствен капитал на една акция.
- Всички от гореизброените множители могат да се калкулират и на база „цялостна стойност на предприятието”, като вместо цена на акция и стойност на фирмата на акция се използват респективно пазарна капитализация и стойност на фирмата.

Оценката за справедливата стойност на акциите на дружеството - обект на търговото предложение се получава, като избраният показател за дружеството - обект на търговото предложение (на пример нетна печалба на акция) се умножи със съответстващия му пазарен множител (примерно P/E).

6.2.6.5. Ликвидационна стойност на дружеството - обект на търговото предложение

Ликвидационната стойност показва каква би била оценката на една компания на база на ликвидиране на нейните активи в кратък срок, след приспадането на нейните задължения и разходите по ликвидацията.

По този начин активите на предприятието се оценяват по пазарна цена минус отбив поради бързата ликвидация. В същото време, стойността на някои задължения също може да претърпи корекция (данъчни задължения, елиминиране на провизии и пр.). Може да се очаква значителна корекция надолу в стойността на вземанията, някои нематериални активи и някои текущи активи.

На тази база може да се заключи, че ликвидационната стойност представлява своеобразна долна граница за оценката на едно дружество – тя показва какво биха получили акционерите при ликвидиране на компанията и разпродаване на нейните активи в относително кратък срок.

Предвид лицензионния характер на дейността на дружеството – обект на търгово предложение, ликвидационната стойност е повлияна от разпоредбите на ЗЕ, които предвиждат продължаване на дейността, назначаване на особен управител и прехвърляне на лицензионната дейност на друг лицензиант. Доколкото основната част от активите на дружеството - обект на търгово предложение, са обвързани с лиценза му, издаден на база на специфични активи, ако те изобщо могат да бъдат прехвърлени на лице, което няма лицензия за същата дейност не могат да имат стойността, по която се водят в дружеството (или друг лицензиант). Сделките с такива активи се одобряват от КЕВР, а съгласно чл. 60 ЗЕ несъстоятелността на такъв лицензиант се урежда с отделен закон (каквото не е приет).

собствени пенсионноосигурителни схеми на компанията и пр.). От друга страна, този показател отразява пазарната стойност на активите на фирмата, които са инвестирани в дейността ѝ.

6.2.7. Резултати от различните методи на оценка

6.2.7.1. Резюме⁸

Формираме оценка за справедливата стойност на акциите на дружеството на база метода на дисконтираните парични потоци към дружеството (ДППД), метода на пазарните множители на дружества-аналози (ПМДА), както и на база нетната стойност на активите на дружеството (НСА). Изготвена е и оценка според ликвидационната стойност на дружеството, но поради много по-ниската ѝ стойност, тя не участва при формирането на справедливата стойност на акциите на дружеството според общоприети оценъчни методи, а има илюстративно приложение.

Оценката е разработена на база три сценария за развитието на предприятието (и респективно за формиране на неговата стойност): базов, оптимистичен и песимистичен, със съответстващите им оценки според ДППД. Оценката на база метода на ПМДА почива на база текущи пазарни множители (изчислени на база цената на затваряне на акциите за 26.01.2015 г.) и базисни финансови показатели (на база данните от официалните финансови отчети към 30.09.2014 г. и/или към 30.09.2013 г. и 31.12.2013 г., където са изчислявани финансови данни за последните 12 месеца към 30.09.2014 г., вж по-долу). Оценката според НСА е изготвена на база официалните отчети на предприятието към 30.09.2014 г.

Според предписанията на Наредбата 41, по отношение на метода на оценка на базата на дисконтирани парични потоци, изготвяме три сценария за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение – базов, оптимистичен и песимистичен.

Оценката е направена по два метода, оценяващи дружеството - обект на търговото предложение като действащо предприятие (ДППД и сравнение с компании-аналози) и по един метод, оценяващ дружеството на база активи (НСА).

Обосновка на използваните тегла

Методите за оценка на едно дружество могат да се разделят на две основни категории. Първата разглежда дружеството като действащо предприятие. Тези методи в най-пълна степен отчитат спецификите и резултатите от дейността на едно дружество, както и очакванията за неговото бъдеще, както и за отрасъла, в който то оперира, макроикономическата и регулаторната рамка и др. Именно тези фактори са от най-голямо значение за инвеститорите при взимане на инвестиционни решения и това прави тези оценъчни методи най-често прилагани, когато предприятието в действителност оперира. Такъв е методът на дисконтираните парични потоци, както и методът на сравнение с дружества-аналози.

Другата категория методи базират оценката на дружеството върху текущото състояние на неговите активи и задължения като оценяват нетната стойност на активите му или възстановимата стойност на нетните му активи (примерно методът на оценка според ликвидационна стойност). Тези методи не отчитат перспективите пред дружеството и поради това са по-подходящи за неопериращо предприятие или предприятие пред ликвидация.

Според нас най-удачният метод за оценка на дружеството е методът на дисконтираните парични потоци. Той отчита както текущото финансово състояние и състояние на бизнеса, така и още по-важно, очакванията за бъдещето му. Освен това, този метод позволява да се отчетат спецификите на дейността и финансовото състояние на конкретното дружество, а не да се ползват на пример осреднени показатели за сектора или аналогични дружества. Не само, че този метод е най-използван

⁸ За детайлно представяне на оценката на справедливата стойност на акциите на компанията според различните методи, както и детайлна обосновка, вж. съответната секция по-долу.

в практиката, но в случая той е особено приложим, понеже не съществуват много близки компании-аналози, търгувани на регулиран пазар. Освен това, поради факта, че активите на дружеството са свързани с конкретна лицензионна дейност, осъществявана на конкретна територия, тяхната реализируема стойност е тясно свързана с постиганите финансови резултати от тази дейност, а най-подходящият оценъчен метод, който отчита очакваните резултати от дейността, е именно методът на дисконтираните парични потоци.

Този метод позволява да се отчете в пълна степен ефекта от действието на максимален брой фактори, които определят бъдещите финансови резултати на едно дружество и да се заложат различни вероятности за развитието на тези променливи. За целта сме формулирали три сценария за развитието на дружеството – оптимистичен, песимистичен и базов. Основните групи фактори, които оказват влияние върху дейността на дружеството са пазарната конюнктура, регулаторната рамка и микро-факторите, вътрешни за дружеството. Методът на дисконтираните парични потоци ни дава възможност да моделираме и трите групи, както и съвместния им ефект. Разработени са сценарии за развитието на пазара на електроенергия в страната, а в оптимистичния и песимистичния сценарий са заложили и възможности за промени в регулаторната рамка. Що се отнася до вътрешните фактори, методът позволява да се отчете в пълен размер ефекта от очакваните промени в приходите и разходите, ефекта от планираните инвестиции и др. Резултатите от модела са надеждни понеже са базират на калкулирането на справедливата стойност като директен резултат от тези параметри, конкретни за даденото дружество, без върху този процес да оказват влияние фактори като моментна конюнктура на фондовия пазар или отчитане на неспецифични за дружеството особености, които са присъщи за негови дружества -аналози, например. В същото време методът отчита и очакванията за бъдещото състояние на нетните му активи, от което зависи цената, която инвеститорите са готови да заплатят за тях в момента. Методът позволява да се отчете експлицитно и нивото на риск на дружеството, нивото на риск на паричните му потоци в зависимост от очакваните промени в дружеството и отдалечеността на потоците във времето, което не е присъщо на другите методи на оценка.

Прогнозите за финансовите резултати, на дружеството, инвестициите и ефекта от тези инвестиции са направени като резултат от задълбочен анализ на дейността на дружеството и пазара, на който то оперира, на регулаторната рамка на този пазар, формулирани са различни сценарии за развитието както на вътрешните, така и на външните за дружеството фактори, което ни дава увереност, че посредством прилагането на метода сме обхванали във висока степен възможностите за развитие на дружеството и сме оценили достоверно справедливата му стойност според метода при по-благоприятно и по-неблагоприятно развитие на тези групи фактори.

От всичко, казано до тук можем да заключим, че най-подходящият метод за оценка на дружеството-обект на търгово предлагане е методът на дисконтираните парични потоци и съответно той трябва да има най-високо тегло при оценката на справедливата стойност на дружеството. Практиката показва, че на този метод обикновено се дава тегло между 50% и 70%. Ние му даваме тегло от 55%, като прилагаме и още един пазарен метод – метод на сравнение с дружества-аналози.

Следващият метод е сравнение с компании-аналози. Силните страни на този метод са, че от една страна се отчита текущото състояние на дружеството, но отново се отчитат и преобладаващите очаквания на инвеститорите за бъдещото развитие, понеже по принцип те са склонни да заплатят по-високи пазарни множители при положителни очаквания за бизнеса и обратно – по-ниски при по-песимистични очаквания. Недостатъците на този метод в случая с „Енерго-Про Мрежи“ АД са два. Първо, няма достатъчно близки компании-аналози - единственият борсовотъргуван български аналог е „ЧЕЗ Разпределение България“ АД. Освен това, търговията с акции на това дружество е

нисколиквидна (въпреки че една трета от акциите се притежават от миноритарни акционери). . За периода 26.10.2014 г – 26.01.2015 г. на борсата са изтъргувани по-малко от 0.01% от акциите на „ЧЕЗ Разпределение България АД“ и следователно не може да се каже, че те се търгуват активно. Това не дава достатъчно сигурност в обективността на формираните на база пазарната цена пазарни множители. Всичко това силно ограничава възможността методът да бъде приложен с високо тегло. За да адресираме недостатъка, свързан с ниската ликвидност на акциите на дружеството-аналог, сме включили в оценката според този метод и SC Electrica SA, Румъния. Това дружество може да се приеме за аналог на оценяваното дружество, тъй като Румъния и България се намират на сходно равнище на икономическо развитие, членки са на ЕС от един и същи момент, което предполага тенденция към сходство в законодателствата. В същото време Румънският фондов пазар е по-ликвиден от Българския, което ни позволява да балансираме евентуалния изкривяващ ефект, който по-ниската ликвидност на българската фондова борса би могла да има при формиране на оценката. Въпреки че румънското дружество инкорпорира в себе си и функцията на краен снабдител, по-голямата част от резултатите му се формират от дейността разпределение на електроенергия, което ни дава основание да го използваме като аналог, подхождайки към метода на сравнение с компании-аналози предпазливо (виж по-долу за детайлно представяне на SC Electrica SA). Според нас не е целесъобразно да се ползват компании-аналози от икономики и юрисдикции в голяма степен отдалечени от българската (глобални средни пазарни множители на дружества-аналози или такива за развити страни, възникващи пазари и пр.) поради големите различия в пазарната и регулаторната среда, а регулациите са особено важни за сектора, в който оперира оценяваното дружество. От друга страна, акциите на дружеството-обект на търгово предлагане се търгуват на същия пазар, както и „ЧЕЗ Разпределение България, АД, следователно „санкциите“, които инвеститорите налагат в своите оценки за недостатъчна ликвидност, биха се приложили, както към дружеството-аналог, така и върху дружеството-обект на търгово предлагане.

От казаното до тук можем да заключим, че методът на сравнение с дружества аналози крие рискове относно обективността на оценката, получена чрез него. В същото време в оценката е използвано най-близкото българско дружество-аналог, търгувано на регулиран пазар, а включването и на румънско дружество-аналог ни позволява да адресираме проблема с ниската ликвидност на българския фондов пазар. Методът дава възможност да се използва добър коректив на оценката на база общите очаквания на пазарните учатници за развитието на сектора и дружеството. Поради тези причини вярваме, че методът следва да бъде приложен, но със значително по-ниско тегло от метода на дисконтираните парични потоци. Използваме 15%.

Следващият метод, който може да бъде приложен, е нетната стойност на активите. Положителните страни на метода са в това, че се базира на официални счетоводни отчети към даден момент, но в това се състои и най-големият му недостатък – този метод отчита текущото финансово състояние на дружеството без да отчита перспективите пред него, както и ползите, които дружеството генерира за своите акционери, а това всъщност са водещите фактори, определящи инвестиционното решение при действащи предприятия. Това е статичен метод, според който оценката на справедливата стойност на дружеството се базира на счетоводната стойност на собствения капитал. Методът по никакъв начин не отчита очакванията за бъдещото развитие на дружеството, пазарната и регулаторната среда. При нефинансовите предприятия активите най-често не са отразени в счетоводния баланс по пазарна (или реализируема) стойност, което отдалечава балансовата стойност на собствения капитал от справедливата такава. В конкретния случай, активите на дружеството-обект на търгово предлагане са свързани с конкретна лицензионна дейност, осъществявана на конкретна територия и приложимостта на тези активи извън тази дейност и територия би била силно ограничена, а тяхната реализируема стойност би била силно зависима от финансовите резултати от упражняваната дейност. Очакванията

за бъдещето обаче са основният критерий, според който инвеститорите взимат решения за вложенията си, а от калкулациите по метода на Дисконтираните парични потоци се вижда, че оценено на база очакваните бъдещи потоци, дружеството-обект на търгово предлагане има по-ниска стойност - има съществена разлика между „моментната снимка” на стойността на дружеството (като се отчитат и всички по-големи или по-малки разминавания между балансовата стойност на активите и тяхната реализируема/възстановима стойност) и очакванията за бъдещите ползи за инвеститорите в акциите на дружеството. Според финансовата теория, когато дружеството генерира възвръщаемост на собствения капитал по-ниска от очакваната (равна на цената на собствения капитал за дружеството), какъвто е случаят с оценяваното дружество, справедливата стойност на нетните му активи е по-ниска от балансовата. Всичко това методът на нетната стойност на активите не отчита.

Трябва да отбележим, че поради специфичната си дейност не е възможно дружеството да бъде ликвидирено и следователно акционерите му да получат дял от активите след погасяване на задълженията, което прави нетната стойност на активите в случая по-скоро коректив, отколкото надежден самостоятелен метод на оценка.

Поради тези причини, като отчетем положителните страни на метода и недостатъците му, считаме, че методът следва да се приложи, но с тегло, по-ниско от това на метода на дисконтираните парични потоци – прилагаме тегло 30 %.

В обобщение, водеща роля за оценката трябва да има методът на дисконтираните парични потоци. Методът на нетна стойност на активите е подходящ и трябва да се приложи, но без да му се дава приоритет поради факта, че дава моментна оценка на дружеството (в допълнение, цената по ликвидационна оценка е значително по-ниска от балансовата стойност). Следващият подходящ метод, сравнение с компании-анализи, е с намалена обективност поради ниската ликвидност на борсата и недостатъчния брой дружества-анализи (на проблема с ликвидността се противодейства като се включва в анализа и румънско дружество-аналог). За това прилагаме 55% тегло на метода на дисконтираните парични потоци, 15% на сравнението с компании-анализи и 30% на нетната стойност на активите.

Оценка на справедливата цена на акция

	Енерго-Про Мрежи АД				
	Цена на акция, лв				
	Метод	ДППФ	Сравнение с компании-анализи	Нетни активи на акция	Ликвидационна стойност на акция
Сценарии	Оптимистичен	190.881			
	Песимистичен	26.601			
	Базов	99.575	196.025	262.116	137.813
	Тегла на методите	0.55	0.15	0.30	0.00
	Тегла на сценариите				
	Оптимистичен	0.16			
	Песимистичен	0.16			
	Базов	0.68			

	Оценка според метода	102.508	196.025	262.116	137.813
	Оценка на справедливата стойност на акцията	164.418			

6.2.7.2. Дисконтирани парични потоци

6.2.7.2.1. Оценка на паричните потоци

Използват се свободни парични потоци към фирмата. За прогнозен период избираме 2014 г. – 2019 г.

Сумата от настоящата стойност на бъдещите парични потоци и терминалната стойност оценява активите, ангажирани в дейността на предприятието. Освен тези активи, дружеството е предоставило и депозит, а притежава и облигации. С цел по-коректното оценяване, потоците по тези два актива са изключени от калкулациите по метода, а стойността на тези активи се прибавя към получената сума на настоящата стойност на паричните потоци след тази корекция и настоящата стойност на терминалната стойност.

Дружеството е предоставило депозит на стойност 19 588 хил. лв при лихва от 4.25% на година, който падежира на 17.12.2014 г. Това е актив, който не е ангажиран в основната му дейност, за това е по-коректно да бъде оценен отделно, след което стойността му да бъде прибавена към резултата от оценката по метода на дисконтираните парични потоци. Този актив е включен в оценката с номиналната си стойност заедно с текущо-начислените до датата на отчета лихви.

По същия начин изключваме от оценката и притежаваните от дружеството облигации. Добавяме стойността ѝ към оценката според метода, като допускаме, че стойността им е равна на текущата им балансова стойност, заедно с текущо-начислените към момента лихви (облигациите са закупени по номинал според информация от Предложителя).

Методът на ДППД свежда към настоящата им стойност икономическите ползи към активите на фирмата без да се отчита структурата на финансиране. Към източниците на финансиране на фирмата се причисляват не само финансовите задължения, но също така различни провизии и др. задължения, защото те са дължими от предприятието и чрез тях то финансира своята дейност, понеже те стоят зад наличности, които все още не са напуснали предприятието, но това ще се случи в един бъдещ момент. Поради това не включваме тяхната стойност при изчисляване на паричните потоци за целта на оценката и включваме тяхната цена при определянето на СПЦК. Следователно, от така получената оценка на справедливата стойност на активите, следва да се извади стойността на тези задължения към 30.09.2014 г.

Представената в прогнозните счетоворни отчети печалба преди лихви и данъци (ЕВИТ) не съдържа в себе си финансови приходи и разходи. За да се получи обаче коректна оценка на справедливата стойност на дружеството по метода на дисконтираните парични потоци към дружеството, паричните потоци следва да изключват единствено потоците по финансирането. За да може от печалбата преди лихви и данъци (ЕВИТ) със счетоводна цел да се получи ЕВИТ като база за изчисляване на нетните парични потоци с цел прилагането на метода на дисконтираните парични потоци, към счетоводната ЕВИТ следва да се прибавят финансовите приходи (без приходите от лихви по притежаваната от дружеството облигация и депозит, понеже тези активи се оценяват отделно) и да се извадят другите финансови разходи (които не включват разходите за лихви, понеже те са поток по финансирането).

Финансовите приходи, с които се коригира счетоводната ЕВИТ включват лихвените приходи по касовите наличности и други финансови приходи. Финансовите доходи извън тези по облигацията и

депозита и другите финансови разходи за 2014 г. се прогнозира на база отчетните данни към м. септември 2014 г. като не се очакват значителни изменения до края на 2014 г.

Както е посочено и в търговото предложение, другите финансови приходи и другите финансови разходи се приема, че ще поддържат константна стойност до края на прогнозния период и при трите сценария на оценка. Облигацията е закупена през м. май 2014 г. и има плаващ лихвен процент, равен на 12-месечния EURIBOR+5.5, платима е през 2018 г., а общият държан от дружеството номинал е 23 милиона евро. Депозитът е сключен през м. юни 2014 г. и има лихвен % от 4.25. Падежира през м. декември 2014 г. Балансовата му стойност към м. септември 2014 г. е 19 802 хил. лв. На тази база се оценява лихвения доход по облигацията и депозита за периода 2015-2019 г. (където е приложимо, той участва във формирането на прогнозния лихвен доход на дружеството, но той не се използва при корекцията на ЕВИТ поради посочената по-горе причина). По този начин се изчислява и доходът от лихви по облигацията и депозита към септември 2014 г. Той се изважда от общия лихвен доход според финансовия отчет за 9/2014 г., за да се получи оценка за лихвения доход от касовите наличности. Така за периода 12/2013 г. - 9/2014 г. се получава среден процент на лихвения доход от касови наличности от 1.95%. И при трите сценария, за да се прогнозира лихвените доходи от касови наличности за 2015 г.-2019 г. се допуска, че лихвените проценти по касовите наличности ще намаляват плавно през равни интервали от калкулираното равнище за 9/2014 г.-12/2013 г., достигайки до 0.3% през 2019 г. Както е указано в търговото предложение, така прогнозираните лихвени проценти се отнасят към касовите наличности в началото на съответната година, за да се калкулират прогнозните стойности за лихвения доход от касови наличности, който участва в коригирането на ЕВИТ със счетоводна цел.

Таблицата по-долу представя получаването на ЕВИТ която служи като база за изчисляване на прогнозните парични потоци за целите на оценката, представена по-долу, от ЕВИТ в прогнозните финансови отчети (стр. 49, 53 и 57), по сценарии на оценка:

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Базов сценарий						
ЕВИТ (Печалба преди лихви и данъци)	10,688	15,867	20,420	18,942	20,058	20,717
Приходи от лихви от парични наличности (+)	609	1,162	1,189	914	570	363
Други финансови приходи (+)	352	352	352	352	352	352
Други финансови разходи (-)	29	29	29	29	29	29
ЕВИТ за изчисляване на паричните потоци	11,620	17,352	21,932	20,179	20,951	21,403
Песимистичен сценарий						
ЕВИТ (Печалба преди лихви и данъци)	10,688	14,594	17,242	14,886	15,209	15,046
Приходи от лихви от парични наличности (+)	609	1,162	1,176	881	526	330
Други финансови приходи (+)	352	352	352	352	352	352
Други финансови разходи (-)	29	29	29	29	29	29
ЕВИТ за изчисляване на паричните потоци	11,620	16,079	18,741	16,090	16,058	15,698
Оптимистичен сценарий						
ЕВИТ (Печалба преди лихви и данъци)	10,688	19,585	25,459	24,803	26,183	27,126
Приходи от лихви от парични наличности (+)	609	1,162	1,229	986	650	418
Други финансови приходи (+)	352	352	352	352	352	352
Други финансови разходи (-)	29	29	29	29	29	29
ЕВИТ за изчисляване на паричните потоци	11,620	21,070	27,011	26,112	27,156	27,867

В таблиците по-долу е представено изчисляването на нетните парични потоци, използвани за целите на оценката за трите сценария. За всеки сценарий, започваме с таблица, представяща в по-агрегиран вид нетните парични потоци, след което в най-голям детайл е представено формирането на нетния оборотен капитал и измененията в него, измененията в дългосрочните вземания и задължения, както и инвестициите и амортизациите.

Базов сценарий

Нетни парични потоци към фирмата (НППФ), хил. лв							
	9-м 2014	4то трим. 2014	2015	2016	2017	2018	2019
Печлба преди лихви и данъци (ЕВИТ, коригирана)	4,714	6,906	17,352	21,932	20,179	20,951	21,403
Данъци	471	691	1,735	2,193	2,018	2,095	2,140
Промяна в:							
Дълготр. материални и нематериални активи	-36,871	-9,632	-20,418	-8,113	-364	10,365	13,815
Дългосрочни финансови активи*	0	0	0	0	0	0	0
Отсрочени данъчни активи	-112	-270	0	0	0	0	0
Материални запаси	-1,369	881	-1,410	-739	-300	29	97
Вземания от свързани лица	-47,988	1,185	-1,415	-469	287	189	551
Търговски и други вземания*	39,547	-2,039	-302	-65	55	35	98
Краткосрочни търговски задължения	-33,955	1,094	-1,620	1,253	756	776	563
НППФ	17,081	17,184	37,542	30,378	19,238	9,015	5,264
В т.ч. изменения в нетния оборотен капитал, вкл. парични наличности	-7,534	14,129	14,415	3,216	-5,217	30,310	-12,455
дивиденди			17,558	21,290	20,811	20,332	15,642

Нетен оборотен капитал, изменения в нетния оборотен капитал, дългосрочни вземания

Нетен оборотен капитал		Прогноза						Бележки
Енерго-Про Мрежи АД	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Материални запаси като % от продажбите	1.73	2.58	2.17	1.85	1.67	1.66	1.66	Според очакванията на Предложителя
Вземания от св. лица като % от такса разпределение	17.62	7.60	7.66	7.61	7.62	7.62	7.64	Според очакванията на Предложителя
Брутни търг. вземания като % от такса разпределение	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	На база отчетената стойност за 2013 г.
Провизии, % от бруто търговски вземания	24.39	24.39	24.39	24.39	24.39	24.39	24.39	На база отчетената стойност за 2013 г.
Други вземания като % от продажбите	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	На база отчетената стойност за 2013 г.

Нетен оборотен капитал	Прогноза							Бележки
Енерго-Про Мрежи АД	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Търговски задължения като % от разходите за покупка на енергия и такса мрежи високо напрежение	21.54	15.08	18.95	20.38	21.29	22.13	22.51	Според очакванията на Предложителя
Задълж. към св. лица като % от административните разходи	3.55	2.40	2.14	2.09	2.07	2.06	2.07	Според очакванията на Предложителя
В хил. лв								
Продажби	373,737	231,360	210,565	207,308	211,471	213,901	220,247	Според т. 6.2.5.2." Прогнози за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение"
Приходи от такса разпределение	360,401	219,845	199,669	194,892	198,482	200,774	207,454	Според т. 6.2.5.2." Прогнози за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение"
Разходи за покупка на енергия и такса мрежи високо напрежение	219,549	102,038	72,799	73,914	74,272	74,893	75,995	Според т. 6.2.5.2." Прогнози за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение"
Административни разходи	71,824	65,761	72,549	73,489	74,594	75,714	76,851	Според т. 6.2.5.2." Прогнози за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение"
Базов сценарий, хил. лв								
Материални запаси	6,467	5,979	4,569	3,831	3,531	3,560	3,657	На база оценъчното съотношение по-горе
Вземания от свързани лица	63,517	16,714	15,299	14,830	15,117	15,305	15,857	На база оценъчното съотношение по-горе
Търговски и други вземания								
Търговски вземания бруто	5,294	3,229	2,933	2,863	2,916	2,949	3,047	На база оценъчното съотношение по-горе
Провизии	1,291	788	715	698	711	719	743	На база оценъчното съотношение по-горе
Търговски вземания нето	4,003	2,442	2,218	2,165	2,205	2,230	2,304	
Депозит	0	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Други	1,403	869	790	778	794	803	827	На база оценъчното съотношение по-горе
Данъчни вземания	382	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Краткотрайни активи общо (без пари и парични еквиваленти)	75,772	26,004	22,877	21,603	21,646	21,898	22,645	

Нетен оборотен капитал	Прогноза							Бележки
Енерго-Про Мрежи АД	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Търговски задължения и задължения към свързани лица	49,827	16,966	15,346	16,599	17,355	18,131	18,694	На база оценъчното съотношение по-горе
Заеми от свързани лица	0	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Данъчни задължения	0	1,396	1,598	2,707	2,476	2,490	1,897	Според очакванията на Предложителя
Провизии по задължения за пенсиониране	204	204	204	204	204	204	204	Според очакванията на Предложителя
Провизии за задължения към персонала	380	380	380	380	380	380	380	Според очакванията на Предложителя
Други провизии	47,094	45,111	49,319	45,273	45,172	45,072	44,972	Според очакванията на Предложителя
Финансирания	12	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Приходи за бъдещи периоди	8,453	8,936	9,004	9,319	9,389	9,398	8,943	Според очакванията на Предложителя
Краткосрочни задължения общо	105,970	72,992	75,850	74,482	74,975	75,675	75,090	
Нетен оборотен капитал	-30,198	-46,988	-52,973	-52,879	-53,329	-53,777	-52,445	
Нетен оборотен капитал, вкл. парични наличности	17,977	24,572	38,987	42,203	36,987	67,297	54,842	
Изменение в нетния оборотен капитал		-16,790	-5,985	94	-450	-447	1,332	
Изменение в нетния оборотен капитал, вкл. парични наличности		6,596	14,415	3,216	-5,217	30,310	-12,455	

Дългосрочни задължения	Прогноза							Бележки
Хил. лв, базов сценарий	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Отсрочени данъци	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	Според очакванията на Предложителя
Провизии по задължения за пенсиониране	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	Според очакванията на Предложителя
Провизии за задължения към персонала	190	190	190	190	190	190	190	Според очакванията на Предложителя
Други провизии	17,356	17,102	16,826	16,544	15,444	14,344	13,244	Според очакванията на Предложителя
Финансирания	320	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Приходи за бъдещи периоди	56,560	51,117	45,044	39,694	35,575	32,744	31,659	Според очакванията на Предложителя
Общо	79,469	73,452	67,103	61,471	56,252	52,321	50,136	

Дълготрайни активи, инвестиции и амортизации

Дълготрайни активи, хил. лв	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Енерго-Про Мрежи АД						
Материални и нематериални активи в началото на периода	401,066	354,563	334,145	326,032	325,668	336,032
Бруто инвестиции	8,606	25,000	35,700	44,500	54,800	61,700
Амортизация общо	55,110	45,418	43,813	44,864	44,435	47,885
На съществуващите активи	54,700	42,218	37,212	34,025	28,378	25,951
На инвестиционните разходи	410	3,201	6,601	10,839	16,058	21,934
Материални и нематериални активи в края на периода	354,563	334,145	326,032	325,668	336,032	349,848

Оптимистичен сценарий

Нетни парични потоци към фирмата (НППФ)							
	9-м 2014	4то трим. 2014	2015	2016	2017	2018	2019
Печлба преди лихви и данъци (ЕВІТ, коригирана)	4,714	6,906	21,070	27,011	26,112	27,156	27,867
Данъци	471	691	2,107	2,701	2,611	2,716	2,787
Промяна в:							
Дълготр. материални и нематериални активи	-36,871	-9,633	-20,418	-8,113	-364	10,365	13,815
Дългосрочни финансови активи*	0	0	0	0	0	0	0
Отсрочени данъчни активи	-112	-270	0	0	0	0	0
Материални запаси	-1,369	881	-1,390	-738	-290	29	103
Вземания от свързани лица	-47,988	1,185	-1,344	-455	297	191	580
Търговски и други вземания*	39,547	-2,039	-288	-62	60	35	104
Краткосрочни търговски задължения	-33,955	1,094	-1,731	1,023	719	709	578
НППФ	17,081	17,184	40,672	34,701	24,517	14,530	11,056
В т.ч. изменения в нетния оборотен капитал, вкл. парични наличности	-7,534	14,129	17,761	7,788	123	35,895	-6,637
дивиденди			17,558	21,290	20,811	20,332	15,642

Нетен оборотен капитал, изменения в нетния оборотен капитал, дългосрочни вземания

Нетен оборотен капитал	Прогноза							Бележки
Енерго-Про Мрежи АД	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Материални запаси като % от продажбите	1.73	2.58	2.17	1.85	1.67	1.66	1.66	Според очакванията на Предложителя
Вземания от св. лица като % от такса разпределение	17.62	7.60	7.66	7.61	7.62	7.62	7.64	Според очакванията на Предложителя
Брутни търг. вземания като % от такса разпределение	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	На база отчетената стойност за 2013 г.
Провизии, % от бруто търговски вземания	24.39	24.39	24.39	24.39	24.39	24.39	24.39	На база отчетената стойност за 2013 г.
Други вземания като % от продажбите	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	На база отчетената стойност за 2013 г.
Търговски задължения като % от разходите за покупка на енергия и такса мрежи високо напрежение	21.54	15.08	18.95	20.38	21.29	22.13	22.51	Според очакванията на Предложителя
Задълж. към св. лица като % от административните разходи	3.55	2.40	2.14	2.09	2.07	2.06	2.07	Според очакванията на Предложителя
В хил. лв								
Продажби	373,737	231,360	211,481	208,431	213,299	215,748	222,478	Според т. 6.2.5.2." Прогнози за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение"
Приходи от такса разпределение	360,401	219,845	200,594	196,020	199,743	202,058	209,114	Според т. 6.2.5.2." Прогнози за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение"
Разходи за покупка на енергия и такса мрежи високо напрежение	219,549	102,038	72,497	72,497	72,739	73,116	74,315	Според т. 6.2.5.2." Прогнози за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение"
Административни разходи	71,824	65,761	70,049	70,989	72,094	73,214	74,351	Според т. 6.2.5.2." Прогнози за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение"
Оптимистичен сценарий, хил. лв								
Материални запаси	6,467	5,979	4,589	3,851	3,561	3,591	3,694	На база оценъчното съотношение по-горе

Нетен оборотен капитал	Прогноза							Бележки
Енерго-Про Мрежи АД	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Вземания от свързани лица	63,517	16,714	15,370	14,916	15,213	15,403	15,984	На база оценъчното съотношение по-горе
Търговски и други вземания								
Търговски вземания бруто	5,294	3,229	2,947	2,879	2,934	2,968	3,072	На база оценъчното съотношение по-горе
Провизии	1,291	788	719	702	716	724	749	На база оценъчното съотношение по-горе
Търговски вземания нето	4,003	2,442	2,228	2,177	2,219	2,244	2,323	
Депозит	0	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Други	1,403	869	794	782	801	810	835	На база оценъчното съотношение по-горе
Данъчни вземания	382	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Краткотрайни активи общо (без пари и парични еквиваленти)	75,772	26,004	22,981	21,726	21,793	22,048	22,835	
Търговски задължения и задължения към свързани лица	49,827	16,966	15,235	16,258	16,977	17,686	18,265	На база оценъчното съотношение по-горе
Заеми от свързани лица	0	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Данъчни задължения	0	1,396	1,598	2,707	2,476	2,490	1,897	Според очакванията на Предложителя
Провизии по задължения за пенсиониране	204	204	204	204	204	204	204	Според очакванията на Предложителя
Провизии за задължения към персонала	380	380	380	380	380	380	380	Според очакванията на Предложителя
Други провизии	47,094	45,111	49,319	45,273	45,172	45,072	44,972	Според очакванията на Предложителя
Финансирания	12	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Приходи за бъдещи периоди	8,453	8,936	9,004	9,319	9,389	9,398	8,943	Според очакванията на Предложителя
Краткосрочни задължения общо	105,970	72,992	75,739	74,141	74,597	75,230	74,660	
Нетен оборотен капитал	-30,198	-46,988	-52,758	-52,415	-52,804	-53,182	-51,825	
Нетен оборотен капитал, вкл. парични наличности	17,977	24,573	42,333	50,121	50,244	86,139	79,502	
Изменение в нетния оборотен капитал		-16,790	-5,770	343	-389	-378	1,357	
Изменение в нетния оборотен капитал, вкл. парични наличности		6,596	17,761	7,788	123	35,895	-6,637	

Дългосрочни задължения		Прогноза						Бележки
Хил. лв, оптимистичен сценарий	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Отсрочени данъци	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	Според очакванията на Предложителя
Провизии по задължения за пенсиониране	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	Според очакванията на Предложителя
Провизии за задължения към персонала	190	190	190	190	190	190	190	Според очакванията на Предложителя
Други провизии	17,356	17,102	16,826	16,544	15,444	14,344	13,244	Според очакванията на Предложителя
Финансирания	320	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Приходи за бъдещи периоди	56,560	51,117	45,044	39,694	35,575	32,744	31,659	Според очакванията на Предложителя
Общо	79,469	73,452	67,103	61,471	56,252	52,321	50,136	

Дълготрайни активи, инвестиции и амортизации

Дълготрайни активи, хил. лв	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Енерго-Про Мрежи АД						
Материални и нематериални активи в началото на периода	401,066	354,563	334,145	326,032	325,668	336,032
Бруто инвестиции	8,606	25,000	35,700	44,500	54,800	61,700
Амортизация общо	55,110	45,418	43,813	44,864	44,435	47,885
На съществуващите активи	54,700	42,218	37,212	34,025	28,378	25,951
На инвестиционните разходи	410	3,201	6,601	10,839	16,058	21,934
Материални и нематериални активи в края на периода	354,563	334,145	326,032	325,668	336,032	349,848

Песимистичен сценарий

Нетни парични потоци към фирмата (НППФ)							
	9-м 2014	4то трим. 2014	2015	2016	2017	2018	2019
Печлба преди лихви и данъци (ЕБИТ, коригирана)	4,714	6,906	16,079	18,741	16,090	16,058	15,698
Данъци	471	691	1,608	1,874	1,609	1,606	1,570
Промяна в:							
Дълготр. материални и нематериални активи	-36,871	-9,632	-20,418	-8,113	-364	10,365	13,815
Дългосрочни финансови активи*	0	0	0	0	0	0	0
Отсрочени данъчни активи	-112	-270	0	0	0	0	0
Материални запаси	-1,369	881	-1,423	-748	-299	30	92
Вземания от свързани лица	-47,988	1,185	-1,461	-513	283	192	527
Търговски и други вземания*	39,547	-2,039	-311	-74	55	35	93
Краткосрочни търговски задължения	-33,955	1,094	-1,490	1,533	949	985	692

Нетни парични потоци към фирмата (НППФ)							
	9-м 2014	4то трим. 2014	2015	2016	2017	2018	2019
НППФ	17,081	17,184	36,593	27,848	15,755	4,815	293
В т.ч. изменения в нетния оборотен капитал, вкл. парични наличности	-7,534	14,129	13,269	345	-8,897	25,906	-17,590
дивиденди			17,558	21,290	20,811	20,332	15,642

Нетен оборотен капитал, изменения в нетния оборотен капитал, дългосрочни вземания

Нетен оборотен капитал	Прогноза							Бележки
Енерго-Про Мрежи АД	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Материални запаси като % от продажбите	1.73	2.58	2.17	1.85	1.67	1.66	1.66	Според очакванията на Предложителя
Вземания от св. лица като % от такса разпределение	17.62	7.60	7.66	7.61	7.62	7.62	7.64	Според очакванията на Предложителя
Брутни търг. вземания като % от такса разпределение	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	На база отчетената стойност за 2013 г.
Провизии, % от бруто търговски вземания	24.39	24.39	24.39	24.39	24.39	24.39	24.39	На база отчетената стойност за 2013 г.
Други вземания като % от продажбите	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	На база отчетената стойност за 2013 г.
Търговски задължения като % от разходите за покупка на енергия и такса мрежи високо напрежение	21.54	15.08	18.95	20.38	21.29	22.13	22.51	Според очакванията на Предложителя
Задълж. към св. лица като % от административните разходи	3.55	2.40	2.14	2.09	2.07	2.06	2.07	Според очакванията на Предложителя
В хил. лв								
Продажби	373,737	231,360	209,977	206,141	210,248	212,719	218,756	Според т. 6.2.5.2." Прогнози за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение"
Приходи от такса разпределение	360,401	219,845	199,075	193,719	197,256	199,589	205,959	Според т. 6.2.5.2." Прогнози за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение"
Разходи за покупка на енергия и такса мрежи високо напрежение	219,549	102,038	73,484	75,925	77,105	78,562	80,174	Според т. 6.2.5.2." Прогнози за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение"
Административни разходи	71,824	65,761	72,549	73,489	74,594	75,714	76,851	Според т. 6.2.5.2." Прогнози за бъдещото развитие на дружеството -

Нетен оборотен капитал	Прогноза							Бележки
Енерго-Про Мрежи АД	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
								обект на търговото предложение"
Песимистичен сценарий, хил. лв								
Материални запаси	6,467	5,979	4,557	3,809	3,510	3,540	3,632	На база оценъчното съотношение по-горе
Вземания от свързани лица	63,517	16,714	15,254	14,740	15,023	15,215	15,743	На база оценъчното съотношение по-горе
Търговски и други вземания								
Търговски вземания бруто	5,294	3,229	2,924	2,846	2,898	2,932	3,025	На база оценъчното съотношение по-горе
Провизии	1,291	788	713	694	707	715	738	На база оценъчното съотношение по-горе
Търговски вземания нето	4,003	2,442	2,211	2,152	2,191	2,217	2,288	
Депозит	0	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Други	1,403	869	788	774	789	799	821	На база оценъчното съотношение по-горе
Данъчни вземания	382	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Краткотрайни активи общо (без пари и парични еквиваленти)	75,772	26,004	22,810	21,475	21,514	21,771	22,483	
Търговски задължения и задължения към свързани лица	49,827	16,966	15,476	17,009	17,958	18,943	19,635	На база оценъчното съотношение по-горе
Заеми от свързани лица	0	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Данъчни задължения	0	1,396	1,598	2,707	2,476	2,490	1,897	Според очакванията на Предложителя
Провизии по задължения за пенсиониране	204	204	204	204	204	204	204	Според очакванията на Предложителя
Провизии за задължения към персонала	380	380	380	380	380	380	380	Според очакванията на Предложителя
Други провизии	47,094	45,111	49,319	45,273	45,172	45,072	44,972	Според очакванията на Предложителя
Финансирания	12	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Приходи за бъдещи периоди	8,453	8,936	9,004	9,319	9,389	9,398	8,943	Според очакванията на Предложителя
Краткосрочни задължения общо	105,970	72,992	75,980	74,892	75,578	76,487	76,030	
Нетен оборотен капитал	-30,198	-46,988	-53,170	-53,417	-54,065	-54,716	-53,547	
Нетен оборотен капитал, вкл. парични наличности	17,977	24,572	37,841	38,186	29,289	55,196	37,606	
Изменение в нетния оборотен капитал		-16,790	-6,182	-247	-647	-651	1,169	

Нетен оборотен капитал		Прогноза						Бележки
Енерго-Про Мрежи АД	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Изменение в нетния оборотен капитал, вкл. парични наличности		6,596	13,269	345	-8,897	25,906	-17,590	

Дългосрочни задължения		Прогноза						Бележки
Хил. лв, песимистичен сценарий	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Отсрочени данъци	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	2,375	Според очакванията на Предложителя
Провизии по задължения за пенсиониране	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	Според очакванията на Предложителя
Провизии за задължения към персонала	190	190	190	190	190	190	190	Според очакванията на Предложителя
Други провизии	17,356	17,102	16,826	16,544	15,444	14,344	13,244	Според очакванията на Предложителя
Финансирания	320	0	0	0	0	0	0	Според очакванията на Предложителя
Приходи за бъдещи периоди	56,560	51,117	45,044	39,694	35,575	32,744	31,659	Според очакванията на Предложителя
Общо	79,469	73,452	67,103	61,471	56,252	52,321	50,136	

Дълготрайни активи, инвестиции и амортизации

Дълготрайни активи, хил. лв	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Енерго-Про Мрежи АД						
Материални и нематериални активи в началото на периода	401,066	354,563	334,145	326,032	325,668	336,032
Бруто инвестиции	8,606	25,000	35,700	44,500	54,800	61,700
Амортизация общо	55,110	45,418	43,813	44,864	44,435	47,885
На съществуващите активи	54,700	42,218	37,212	34,025	28,378	25,951
На инвестиционните разходи	410	3,201	6,601	10,839	16,058	21,934
Материални и нематериални активи в края на периода	354,563	334,145	326,032	325,668	336,032	349,848

6.2.7.2.2. Оценка на среднопретеглената цена на капитала (СПЦК)

Цената на собствения капитал се изчислява като се използва Методът за оценка на капиталови активи (МОКА, CAPM) за развит пазар (Европа), като се прави корекция за специфичния риск на България:

Цена на собствения капитал = Безрисков процент + бета коефициент х (пазарна доходност – безрискова доходност) + премия за страновия риск на България при инвестиране в акции

Безрисковият процент отразява стойността на парите във времето в цената на собствения капитал (“безрисков процент”). Като безрискова доходност използваме средната доходност до падежа на 10-годишните германски правителствени облигации към 26.01.2015 г., а като източник на информация е използван Bloomberg. За целта е използвана емисията 0.5% с падеж февруари 2025 г. (0.5% February-25s). Агенцията избира коя емисия да представи като бенчмарк на база ликвидността ѝ и близостта на остатъчния ѝ срок до падежа до съответния времеви период (10 г. в случая). Считаме, че този показател се доближава най-много до идеята за безрискова доходност, тъй като Германия има инвестиционен кредитен рейтинг AAA (най-високия възможен) и пазарът на тези облигации е достатъчно ликвиден, за да е минимално действието на потенциални изкривяващи фактори върху тяхната доходност.

Бета-коефициентът показва нивото на системен риск на дадена компания. Този риск произтича от склонността на цените на акциите да се движат в една посока под действието на общи за пазара фактори (макроикономически, политически и др.). Бета-коефициентът показва с колко процента средно би се изменила доходността на дадена акция при промяна на доходността за пазара като цяло с 1%. Поради различната степен на цикличност на различните сектори на икономиката, както и поради специфики на компанията, чувствителността на доходността на дадена акция спрямо тази на пазара (системният ѝ риск) е различна.

Използваме безлостов бета-коефициент, коригиран с парите в наличност (unlevered beta adjusted for cash) за Европа, енергиен сектор. Така калкулиран, бета-коефициентът не се влияе от различията в капиталовата структура и кешовите наличности на компаниите и следователно е по-коректен измерител на риска на сектора (основната дейност). По този начин той е по-съпоставим към всяка компания от сектора. За целите на нашата оценка, привеждаме средния безлостов бета-коефициент към лостов такъв (levered beta) посредством индивидуалните нива на задължения и пари в наличност на „Енерго-Про Мрежи“ АД. Използваме показател за Европа, поради факта, че Европа е еталон за България по отношение показателите за рискова премия за държавен риск, както и голямата обвързаност на българската икономика с европейската.

Безлостов бета-коефициент = лостов бета-коефициент / (1 + (1 - данъчна ставка)(задължения/собствен капитал))

Безлостов бета-коефициент, коригиран с парите в наличност = безлостов бета-коефициент / (1 - пари в наличност / (задължения + собствен капитал))

Като източник на данните използваме база данни на Проф. Дамодаран, Stern University (http://pages.stern.nyu.edu/~ADAMODAR/New_Home_Page/datacurrent.html#discrate). От този източник на информация, за получаването на безлостовите бета-коефициенти и безлостовите бета-коефициенти, коригирани с парите в наличност, от пазарните (лостовите) бета коефициенти, в коригиращите фактори са използвани лихвоносните задължения. За това и ние използваме лихвоносните задължения, за да коригираме безлостовия бета-коефициент, отчитам парите в наличност, обратно до съответстващия на оценяваното предприятие пазарен бета-коефициент. Данните в източника са актуализирани към 05.01.2015 г.

Базов сценарий

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Бета-коэффициент за Европа, развит пазар						
Енергиен сектор, безлостова бета, коригирана с парите в наличност и паричните еквиваленти (unlevered beta adjusted for cash)	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
Лихвоносни задължения /Собствен капитал	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05
Пари в наличност/стойност на фирмата (собствен капитал и лихвоносни задължения)	0.19	0.25	0.26	0.24	0.33	0.29
Ставка на корпоративния данък, %	10	10	10	10	10	10
Лостова бета за компанията, развит пазар	0.52	0.48	0.48	0.48	0.43	0.45

Песимистичен сценарий

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Бета-коэффициент за Европа, развит пазар						
Енергиен сектор, безлостова бета, коригирана с парите в наличност и паричните еквиваленти (unlevered beta adjusted for cash)	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
Лихвоносни задължения /Собствен капитал	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05
Пари в наличност/стойност на фирмата (собствен капитал и лихвоносни задължения)	0.19	0.25	0.25	0.23	0.31	0.26
Ставка на корпоративния данък, %	10	10	10	10	10	10
Лостова бета за компанията, развит пазар	0.52	0.48	0.48	0.49	0.44	0.47

Оптимистичен сценарий

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Бета-коэффициент за Европа, развит пазар						
Енергиен сектор, безлостова бета, коригирана с парите в наличност и паричните еквиваленти (unlevered beta adjusted for cash)**	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
Лихвоносни задължения /Собствен капитал	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.04
Пари в наличност/стойност на фирмата (собствен капитал и лихвоносни задължения)	0.19	0.25	0.27	0.27	0.36	0.33
Ставка на корпоративния данък, %	10	10	10	10	10	10
Лостова бета за компанията, развит пазар	0.52	0.48	0.47	0.47	0.41	0.42

Като пазарна доходност използваме нетната доходност от създаването на StoxxEurope 600, която инкорпорира и дивидентната доходност. (http://www.stoxx.com/download/historical_data/h_sxxr.txt). Според портфейлната теория, пазарната доходност представлява средната доходност от всички активи. В практиката като показател за пазарна доходност обикновено се избира доходността на индекс на пазар на акции, който е достатъчно представителен за съответния фондов пазар. В настоящия случай, за оценката на дружеството-обект на търгово предлагане сме използвали среден бета-коэффициент за компании от енергийния сектор в Европа. Според информация за методологията на изчисляване от базата данни на Проф. Дамодаран, Stern University, от където сме използвали данни за бета-коэффициента (http://pages.stern.nyu.edu/~ADAMODAR/New_Home_Page/datafile/variable.htm), на ниво индивидуална компания бета-коэффициентът е изчисляван като композитен показател на база 2-годишен и 5-годишен регресионен анализ на доходността на съответната акция спрямо бенчмарков индекс на местния фондов пазар (примерно CAC за Франция и др.). Тъй като в

настоящия случай търсим цената на собствения капитал за развитите пазари в Европа и следователно сме използвали среден безлостов бета-коефициент (който може да се получи на база лостовия такъв чрез формулите, представени по-горе) за компании от развитите пазари в Европа (Евронзоната, Великобритания, Швейцария и Скандинавски страни), трябва да използваме средна пазарна бенчмаркова доходност именно за този регион. Необходим е пазарен индекс, който цялостно да обхваща съответния регион и да осигурява представителност от гледна точка включените в него компании (големи, средни, малки), за да се отговори на изискването пазарната доходност да включва в себе си различни по категории активи. Освен това, компаниите, включени в индекса, трябва да са ликвидни, за да може да се допусне, че доходността им и връзката на тази доходност с пазара (която се измерва посредством бета-коефициента) е в по-малка степен изкривена от ниска ликвидност и други субективни фактори. От тази гледна точка считаме за подходящи индексите, базирани на пазарната капитализация на компаниите с отчитане на свободнотъргуемия обем акции. Именно за това сме избрали StoxxEurope 600, който отговаря на всички тези условия.

Stoxx Europe 600 е претеглен с free-float-пазарната капитализация (пазарна капитализация на база свободнотъргуемия обем акции) на компонентите бенчмарков индекс за Европа. Той съдържа фиксиран брой от 600 компании с голяма, средна и ниска пазарна капитализация, търгувани в 18 европейски държави – Австрия, Белгия, Чешка република, Дания, Финландия, Франция, Германия, Гърция, Ирландия, Италия, Люксембург, Холандия, Норвегия, Португалия, Испания, Швеция, Швейцария и Великобритания (http://www.stoxx.com/indices/index_information.html?symbol=SXXP)

Премията за страновия риск на България при инвестиране в акции се получава като разликата между CDS (премия за застраховка срещу кредитен риск, credit default swap) на България и Германия се коригира с коефициент, отразяващ разликата между волатилностите на Българския пазар на акции и облигации.

CDS е премия, която инвеститорите заплащат като застраховка срещу потенциално кредитно събитие (обявяване на мораториум върху дълга или понижение на кредитния рейтинг) и този инструмент е много ликвиден. Освен това се счита, че един ликвиден пазар би реагирал по-бързо на усещането за промяна в риска на дадена страна, отколкото агенциите за кредитен рейтинг. Затова считаме, че размерът на CDS е обективен измерител на страновия риск. Използваме 10 г. CDS на България в щатски долари (поради по-високата ликвидност на този инструмент в сравнение със съответния инструмент в евро) от 2.495% и на Германия от 0.37% (отново поради по-високата ликвидност на този инструмент в сравнение със съответния инструмент в евро) като двете стойности са към 26.01.2015 г. (Източник: Bloomberg).

По този начин е измерен страновият риск по отношение инвестирането в ДЦК, търгувани на ликвидни международни пазари. При инвестирането в акции обаче, особено в случаите на държави с малки и слаболиквидни пазари, премията за инвестиране в акции е по-висока. Според методологията, предложена от проф. Дамодаран (източник: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar>), надежден коректор на страновия риск що се отнася до инвестиране в акции е разликата между волатилността на пазарите на акции и облигации на съответните държави.

Като показател за волатилността на българския пазар на акции използваме стандартното отклонение в седмичните процентни изменения на индекса SOFIX на Българска фондова борса за последните 2 години спрямо 26.01.2015 г. (2.07%, източник на данни за стойността на индекса: www.investor.bg). В този индекс се включват българските „сини чипове” – акции на утвърдени компании с относително висока за България ликвидност. Като измерител на ликвидността на пазара на български облигации използваме стандартното отклонение в процентните седмични изменения на цената на българската еврооблигация с падеж 2024 г. (0.89%). Спрели сме се на тази емисия поради ликвидността ѝ и по-големия ѝ остатъчен срок до падежа, отговарящ на дългосрочния характер на използваните параметри за доходността и риска, спрямо другата съществуваща в момента българска еврооблигация (с падеж 2017 г.) Използваме еврооблигация поради значително по-високата ликвидност на този

инструмент в сравнение с вътрешните дългосрочни облигации и съответно по-ниската възможност за изкривяване на резултатите (източник на данните: Bloomberg).

Изчисляваме коефициент за корекция за странови риск на инвестирането в акции като съотнасяме стандартното отклонение в доходността на SOFIX към съответния показател за българската еврооблигация. Резултатът е коефициент за корекция за риск от инвестирането в акции от 2.33.

Към 30.09.2014 г. лихвените разходи са формирани по провизии за задължения за и провизии за разходи по достъп до чужди съоръжения. Лихвените разходи по провизиите за пенсиониране са резултат от дисконтирането на бъдещите задължения към момента на отчета. Според финансовите отчети на дружеството към 30.09.2014 г., дисконтовият процент по провизиите за пенсионни задължения е 4%, формиран на база ефективната доходност по 10-годишните държавни ценни книжа. Поради по-дългия срок на тези задължения е използвана екстраполация. Според последния актуален финансов отчет към датата на обосновка на цената (30.09.2014 г.), дисконтовата норма по провизиите за достъп до чужди съоръжения е 1.65% според данни от финансовите отчети към 30.09.2014 г. Този процент е базиран на доходността по държавните ценни книжа, според информация, предоставена на уебсайта на Българската народна банка към 31.08.2014 г.

Според информация от Предложителя, тази провизия ще продължи да съществува, без да следва да бъде дисконтирана.

Имайки всичко това предвид, за 2014 г. прогнозираме стойност на лихвените разходи равни на текущите. За 2015 г. - 2019 г. прогнозираме нулеви нетни лихвени разходи по провизията за достъп до чужди съоръжения, а само по провизията за пенсионни задължения при същите допускания, както към 30.09.2014 г. (4% норма на дисконтиране) и съответно константна стойност

Като дисконтова норма се използва СПЦК. СПЦК се калкулира като средна претеглена стойност от цената на собствения капитал и задълженията, а като тегла се използват прогнозните балансовите стойности на собствения капитал и на задълженията за съответния период.

В таблиците по-долу е представена детайлна информация за прилагания СПЦК при различните сценарии за развитие на дружеството:

Базов сценарий

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Текуща доходност по 10-г. германски правителствени облигации, %	0.394	0.394	0.394	0.394	0.394	0.394
Stoxx Europe 600 нетна доходност от създаването, %	8.35	8.35	8.35	8.35	8.35	8.35
Бета-коефициент за Европа, развит пазар						
Енергиен сектор, безлостова бета, коригирана с парите в наличност и паричните еквиваленти (unlevered beta adjusted for cash)	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
Лихвоносни задължения /Собствен капитал	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05
Пари в наличност/стойност на фирмата (собствен капитал и лихвоносни задължения)	0.19	0.25	0.26	0.24	0.33	0.29
Ставка на корпоративния данък, %	10	10	10	10	10	10
Лостова бета за компанията, развит пазар	0.52	0.48	0.48	0.48	0.43	0.45
Цена на собствения капитал, %, развит пазар	4.52	4.23	4.19	4.24	3.80	3.99
Премия за страновия риск на България (оценка на БКК)	4.96	4.96	4.96	4.96	4.96	4.96
Цена на собствения капитал за компанията,	9.48	9.19	9.15	9.20	8.76	8.95

%						
Цена на задълженията, %	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Цена в %:						
Провизии за пенсионни задължения	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Провизии за задължения към персонала	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Други провизии	1.65	1.65	0.00	0.00	0.00	0.00
Данъчни задължения	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Приходи за бъдещи периоди	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Финансирания	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Заеми	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Относителен дял в %						
Хил. лв.						
Провизии за пенсионни задължения	2,872	2,872	2,872	2,872	2,872	2,872
Провизии за задължения към персонала	570	570	570	570	570	570
Провизии за достъп до съоръжения	17,102	16,826	16,544	15,444	14,344	13,244
Данъчни задължения	3,771	3,973	5,082	4,851	4,865	4,272
Приходи за бъдещи периоди и други провизии	105,163	103,367	94,286	90,136	87,214	85,575
Финансирания	0	0	0	0	0	0
Заеми	0	0	0	0	0	0
Общо задължения	129,478	127,607	119,354	113,872	109,865	106,532
Дял, %						
Провизии за пенсионни задължения	2.22	2.25	2.41	2.52	2.61	2.70
Провизии за задължения към персонала	0.44	0.45	0.48	0.50	0.52	0.53
Провизии за достъп до съоръжения	13.21	13.19	13.86	13.56	13.06	12.43
Данъчни задължения	2.91	3.11	4.26	4.26	4.43	4.01
Приходи за бъдещи периоди и други провизии	81.22	81.00	79.00	79.16	79.38	80.33
Финансирания	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Заеми	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Среднопретеглена цена на дълга, %	0.31	0.31	0.10	0.10	0.10	0.11
Среднопретеглена цена на капитала (СПЦК), %	7.01	6.83	6.86	6.98	6.69	6.90

Песимистичен сценарий

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Текуща доходност по 10-г. германски правителствени облигации (26 Януари, 2015 г.)	0.394	0.394	0.394	0.394	0.394	0.394
Stoxx Europe 600 нетна доходност от създаването, % (26 Януари, 2015 г.)	8.35	8.35	8.35	8.35	8.35	8.35
Бета-коэффициент за Европа, развит пазар						
Енергиен сектор, безлостова бета, коригирана с парите в наличност и паричните еквиваленти (unlevered beta adjusted for cash)	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
Лихвоносни задължения /Собствен капитал	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05
Пари в наличност/стойност на фирмата (собствен капитал и лихвоносни задължения)	0.19	0.25	0.25	0.23	0.31	0.26
Ставка на корпоративния данък, %	10	10	10	10	10	10
Лостова бета за компанията, развит пазар	0.52	0.48	0.48	0.49	0.44	0.47
Цена на собствения капитал, %, развит пазар	4.52	4.24	4.23	4.31	3.90	4.15

Премия за страновия риск на България (оценка на БКК)***	4.96	4.96	4.96	4.96	4.96	4.96
Цена на собствения капитал за компанията, %	9.48	9.20	9.19	9.27	8.86	9.11
Цена на задълженията, %	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Цена в %:						
Провизии за пенсионни задължения	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Провизии за задължения към персонала	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Други провизии	1.65	1.65	0.00	0.00	0.00	0.00
Данъчни задължения	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Приходи за бъдещи периоди	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Финансирания	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Заеми	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Относителен дял в %						
Хил. лв.						
Провизии за пенсионни задължения	2,872	2,872	2,872	2,872	2,872	2,872
Провизии за задължения към персонала	570	570	570	570	570	570
Провизии за достъп до съоръжения	17,102	16,826	16,544	15,444	14,344	13,244
Данъчни задължения	3,771	3,973	5,082	4,851	4,865	4,272
Приходи за бъдещи периоди и други провизии	105,163	103,367	94,286	90,136	87,214	85,575
Финансирания	0	0	0	0	0	0
Заеми	0	0	0	0	0	0
Общо задължения	129,478	127,607	119,354	113,872	109,865	106,532
Дял, %						
Провизии за пенсионни задължения	2.22	2.25	2.41	2.52	2.61	2.70
Провизии за задължения към персонала	0.44	0.45	0.48	0.50	0.52	0.53
Провизии за достъп до съоръжения	13.21	13.19	13.86	13.56	13.06	12.43
Данъчни задължения	2.91	3.11	4.26	4.26	4.43	4.01
Приходи за бъдещи периоди и други провизии	81.22	81.00	79.00	79.16	79.38	80.33
Финансирания	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Заеми	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Среднопретеглена цена на дълга, %	0.31	0.31	0.10	0.10	0.10	0.11
Среднопретеглена цена на капитала (СПЦК), %	7.01	6.83	6.87	7.00	6.72	6.95

Оптимистичен сценарий

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Текуща доходност по 10-г. германски правителствени облигации, %	0.394	0.394	0.394	0.394	0.394	0.394
Stoxx Europe 600 нетна доходност от създаването, %	8.35	8.35	8.35	8.35	8.35	8.35
Бета-коефициент за Европа, развит пазар						
Енергиен сектор, безлостова бета, коригирана с парите в наличност и паричните еквиваленти (unlevered beta adjusted for cash)	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61
Лихвоносни задължения /Собствен капитал	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.04
Пари в наличност/стойност на фирмата (собствен капитал и лихвоносни задължения)	0.19	0.25	0.27	0.27	0.36	0.33

Ставка на корпоративния данък, %	10	10	10	10	10	10
Лостова бета за компанията, развит пазар	0.52	0.48	0.47	0.47	0.41	0.42
Цена на собствения капитал, %, развит пазар	4.52	4.20	4.11	4.11	3.63	3.76
Премия за страновия риск на България (оценка на БКК)	4.96	4.96	4.96	4.96	4.96	4.96
Цена на собствения капитал за компанията, %	9.48	9.16	9.07	9.07	8.59	8.72
Цена на задълженията, %	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Цена в %:						
Провизии за пенсионни задължения	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Провизии за задължения към персонала	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Други провизии	1.65	1.65	0.00	0.00	0.00	0.00
Данъчни задължения	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Приходи за бъдещи периоди	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Финансирания	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Заеми	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Относителен дял в %						
Хил. лв.						
Провизии за пенсионни задължения	2,872	2,872	2,872	2,872	2,872	2,872
Провизии за задължения към персонала	570	570	570	570	570	570
Провизии за достъп до съоръжения	17,102	16,826	16,544	15,444	14,344	13,244
Данъчни задължения	3,771	3,973	5,082	4,851	4,865	4,272
Приходи за бъдещи периоди и други провизии	105,163	103,367	94,286	90,136	87,214	85,575
Финансирания	0	0	0	0	0	0
Заеми	0	0	0	0	0	0
Общо задължения	129,478	127,607	119,354	113,872	109,865	106,532
Дял, %						
Провизии за пенсионни задължения	2.22	2.25	2.41	2.52	2.61	2.70
Провизии за задължения към персонала	0.44	0.45	0.48	0.50	0.52	0.53
Провизии за достъп до съоръжения	13.21	13.19	13.86	13.56	13.06	12.43
Данъчни задължения	2.91	3.11	4.26	4.26	4.43	4.01
Приходи за бъдещи периоди и други провизии	81.22	81.00	79.00	79.16	79.38	80.33
Финансирания	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Заеми	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Среднопретеглена цена на дълга, %	0.31	0.31	0.10	0.10	0.10	0.11
Среднопретеглена цена на капитала (СПЦК), %	7.01	6.82	6.84	6.94	6.65	6.83

Основни фактори, оказващи влияние върху СПЦК (средно претеглена цена на капитала)

- Капиталова структура - Капиталовата структура зависи от бъдещите финансови резултати на дружеството - обект на търговото предложение, както и от плановете за заемане на допълнителни финансови ресурси или увеличение на собствения капитал.

- Безрискова доходност – Тя силно зависи от международните финансови пазари
- Рискова премия за инвестиране в акции (развити пазари)
- CDS на България – Силно зависи от развитието на глобалната икономическа криза и най-вече от стабилността и перспективите пред българската икономика и политическото развитие на страната.

- Коефициент за корекция за инвестиране в български акции – Зависи от разликата във волатилността на българския пазар на акции и дългосрочните правителствени облигации, емитирани на международните пазари. Като цяло българският пазар на акции е много по-слабо ликвиден, което

означава че е възможно периоди на голяма волатилност да се редуват с периоди на слаба волатилност.

Терминален ръст

Терминалният ръст отразява очакванията за средния процент на нарастване на терминалния поток след края на прогнозния период. Както вече беше упоменато по-горе, прилагането на такъв ръст е оправдано поне поради наличието на инфлация. Като друг ориентир за прилаганата стойност на терминалния ръст може да се използва очаквания ръст в brutния вътрешен продукт. Според Международния валутен фонд, реалния ръст на БВП за 2015 г. се очаква да е на ниво от 2%, 2016 г. – 2.5% , след което да достигне 3% за 2017 г. – 2019 г. Инфлацията в България (в края на периода) се очаква да е 1.3% за 2015 г., след което да остане на постоянно равнище от 2.2%

Според логиката на моетода на дисконтираните парични потоци се допуска, че терминалният поток представлява „нормализиран“ поток или с други думи, след терминалната година не може да се прогнозира (не се очаква) някакво драматично развитие на дружеството като бизнес и се очаква паричните й потоци да нарастват с постоянен темп. Поради тази причина според нас инфлацията е по-надежден ориентир за терминалния ръст, отколкото темпът на нарастване на БВП. Освен това, видно е, че и при трите сценария за развитие на дружеството нетният му паричен поток като цяло се влошава в рамките на прогнозния период и нямаме основания да очакваме сериозно преобръщане на тенденциите в бъдеще. Това ни кара да бъдем по-предпазливи при избора на стойност на терминалния ръст.

Направените разсъждения са валидни и за трите сценария, по които дружеството е оценено, понеже терминалният поток е „нормализиран“ и не се очаква в следствие на нормалната дейност на дружеството да се стигне до значителни ръстове след края на прогнозния период и при трите сценария за развитието на дружеството. Поради това считаме, че очакваният дългосрочен темп на инфлация е по-показателен за постоянния темп, с който той се очаква да нараства в безкрайност и при трите сценария.

Поради съображенията и данните, изложени по-горе, избираме терминален ръст от 2.5% (по-висок от очакваната дългосрочна инфлация) при трите сценария.

6.2.7.2.3. Резултати от метода

По този начин се изчислява справедливата стойност на активите на дружеството като към сумата на дисконтираните парични потоци и терминална стойност се добави и стойността на депозита и облигацията. По-горе, в секцията касаеща получаването на ЕВИТ, използвана при оценката на паричните потоци по метода, от ЕВИТ в прогнозните счетоводни отчети, беше подробно описана базата за изчисляване на лихвите по депозита и облигацията. За да се получи оценка за справедливата стойност на собствения капитал, от получената сума се изважда стойността на задълженията, на база които е изчислен СПЦК и които не са били включени в калкулациите на нетния паричен поток, към 30.09.2014 г. (най-актуалния финансов отчет към датата на обосновката). В таблиците по-долу е представена калкулацията на справедливата стойност на акциите на дружеството, която представлява оценката на справедливата стойност на собствения капитал на дружеството, разделена на броя на акциите му, според метода, по трите сценария. Детайлно са представени всички показатели, на които се базира оценката:

Базов сценарий

Оценка, хил. лв, освен ако не е указано друго								
	4то трим. 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Терминална стойност	Терминален ръст, %
НПП	17,184	37,542	30,378	19,238	9,015	5,264	122,523	2.5
Дисконтирани ПП (ДПП)	17,184	35,316	26,735	15,794	6,990	3,789	88,191	
Сума на ДПП и настоящата стойност на терминалната стойност	193,999							
Облигация	47,006							
Депозит	19,802							
Оценка на активите	260,807							
Задължения, участващи при формирането на СПЦК към 30.09.2014 г., общо, в т. ч. (-):	129,567							
Провизии за пенсионни задължения	2,809							
Провизии за задължения към персонала	680							
Провизии за достъп до съоръжения	17,091							
Данъчни задължения	2,375							
Приходи за бъдещи периоди и други провизии	106,289							
Финансирания	323							
Заеми	0							
Оценка на собствения капитал	131,240							
Брой обикновени акции	1,318,000							
Цена на акция, лв	99.575							

Оптимистичен сценарий

Оценка, хил. лв, освен ако не е указано друго								
	4то трим. 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Терминална стойност	Терминален ръст, %
НПП	17,184	40,672	34,701	24,517	14,530	11,056	261,601	2.5
Дисконтирани ПП (ДПП)	17,184	38,264	30,550	20,149	11,286	7,985	188,923	
Сума на ДПП и настоящата стойност на терминалната стойност	314,341							
Облигация	47,006							
Депозит	19,802							

Оценка на активите	381,148							
Задължения, участващи при формирането на СПЦК към 30.09.2014 г., общо, в т. ч. (-):	129,567							
Провизии за пенсионни задължения	2,809							
Провизии за задължения към персонала	680							
Провизии за достъп до съоръжения	17,091							
Данъчни задължения	2,375							
Приходи за бъдещи периоди и други провизии	106,289							
Финансирания	323							
Заеми	0							
Оценка на собствения капитал	251,581							
Брой обикновени акции	1,318,000							
Цена на акция, лв	190.881							

Песимистичен сценарий

Оценка, хил. лв, освен ако не е указано друго								
	4то трим. 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Терминална стойност	Терминален ръст, %
НПП	17,184	36,593	27,848	15,755	4,815	293	6,739	2.5
Дисконтирани ПП (ДПП)	17,184	34,423	24,505	12,927	3,730	210	4,840	
Сума на ДПП и настоящата стойност на терминалната стойност	97,820							
Облигация	47,006							
Депозит	19,802							
Оценка на активите	164,627							
Задължения, участващи при формирането на СПЦК към 30.09.2014 г., общо, в т. ч. (-):	129,567							
Провизии за пенсионни задължения	2,809							
Провизии за задължения към персонала	680							
Провизии за достъп до съоръжения	17,091							
Данъчни задължения	2,375							
Приходи за бъдещи периоди и други провизии	106,289							
Финансирания	323							
Заеми	0							

Оценка на собствения капитал	35,060							
Брой обикновени акции	1,318,000							
Цена на акция, лв	26.601							

	„Енерго-Про Мрежи“ АД	
--	-----------------------	--

6.2.7.3. Оценка на справедливата стойност на акциите на дружеството - обект на търговото предложение на база Нетната стойност на активите

При валидността на допускането, че балансовите стойности реално отразяват стойността на активите и задълженията на дружеството нетната стойност на активите на предприятието е равна на балансовата стойност на неговите активи, коригирана с балансовата стойност на неговите задължения.

Към 30.09.2014 г.:

Балансова ст-т на собствения капитал, хил. лв	345,469
Брой акции	1,318,000
Нетна ст-т на активите на акция, лв	262.12

6.2.7.4. Оценка на справедливата стойност на акциите на дружеството - обект на търговото предложение посредством метода на Ликвидационната стойност

Изготвена е и е приложена към това Търгово предложение експертна оценка на „Енерго-Про Мрежи“ АД по метода на ликвидационната стойност. Оценката е изготвена от Инженерингсервиз София ООД към 30.09.2014 г., като датата на изготвяне на оценката е 27 януари 2015 г.

Изготвената оценка определя цена за акция на „Енерго-Про Мрежи“ АД 137.813 лева.

Изготвената оценка по метода на ликвидационната стойност дава цена за акция на Дружеството, която е по-ниска от цената, определена като среднопретеглена величина от стойностите на акциите на Дружеството, получени съгласно описаните по-горе оценъчни методи, поради което оценката по ликвидационния метод не се взема предвид при определяне на справедливата цена на акциите на Дружеството.

6.2.7.5. Оценка на справедливата стойност на акциите на дружеството - обект на търговото предложение посредством метода на сравнение с компании-аналози

Според метода на пазарните множители на дружествата аналози, справедливата стойност на акцията се определя на база съотношението на справедливата стойност (пазарна цена или цена на сделка, вж. по-долу) към определен показател за дружеството - обект на търговото предложение (или т.нар. „пазарни множители“):

- Нетни продажби: В случая приложими са множителите P/S – цена на акция / продажби на една акция и EV/S – „стойност на фирмата” (enterprise value)¹⁰ / нетни продажби
- Чиста печалба: P/E – цена на акция / чиста печалба на акция;
- Собствен капитал: P/B – цена на акция / собствен капитал на акция;
- Печалба преди лихви и данъци: P/EBIT (earnings before interest and taxes) – цена на акция / печалба преди лихви и данъци на акция;

¹⁰ „Стойността на фирмата” (enterprise value) представлява сума от пазарната стойност на дълга на една компания и пазарната стойност на собствения ѝ капитал (или пазарната капитализация), намалена с парите в наличност и паричните еквиваленти. Това всъщност представлява сумарната стойност, която инвеститор придобиващ предприятието, трябва да заплати, за да удовлетвори правата на всички заинтересовани лица (акционери, кредитори, държавни ведомства, социално- и пенсионноосигурителни фондове, в т.ч. и по собствени пенсионноосигурителни схеми на компанията и пр.). От друга страна, този показател отразява пазарната стойност на активите на фирмата, които са инвестирани в дейността ѝ.

• Оперативна печалба (печалба преди лихви, данъци и амортизация): EV/EBITDA (earnings before interest, tax, depreciation and amortization) – „стойност на фирмата” на акция / оперативна печалба на акция;

• Нетен паричен поток за фирмата (FCFF, free cash flow for firm)¹¹ или нетен паричен поток към собствен капитал (FCFE, free cash flow for equity)¹²: съответно P/FCFF (free cash flow for firm) – пазарна капитализация / нетен паричен поток за фирмата (може да се изчисли и на акция) – или, P/FCFE (free cash flow for equity) – цена на акция / нетен паричен поток към собствен капитал на една акция.

Всички от гореизброените множители могат да се калкулират и на база „цялостна стойност на предприятието”, като вместо цена на акция и стойност на фирмата на акция се използват респективно пазарна капитализация и стойност на фирмата.

Оценката за справедливата стойност на акциите на дружеството - обект на търговото предложение се получава, като избрания показател за него (на пример нетна печалба на акция) се умножи със съответстващия му пазарен множител (примерно P/E).

Обосновка на използваните пазарни множители

Сравнителен анализ на най-често използваните в практиката пазарни множители

P/E	
Предимства	Недостатъци
- Може да се тълкува като срок на откупуване на инвестицията в собствен капитал посредством чистата печалба; - Отчита се чистата печалба на фирмата, която е източник (макар и не единствен) на разпределение на дивиденди и формира прираста в стойността на собствения капитал	- Силно зависи от счетоводната политика; - Силно зависи от събития с еднократен характер (еднократна продажба на активи, извънредни приходи/разходи и др.); - Силно зависи от резултати, които трудно подлежат на прогнозиране (резултат от операции с ценни книжа; валутнокурсви разлики и др.) - Силно зависи от данъчната политика в страната; - Силно се влияе от капиталовата структура, което изкривява съпоставката на компаниите по отношение тяхната ефективност и не отчита различното ниво на риск; - Множителят може да се приложи за компании с положителна рентабилност; - Могат да се получат изкривявания при оценка на компании с ниска рентабилност; - Не отчита очакванията за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение.
P/B	

¹¹ Паричен поток, който се калкулира без да се отчитат потоците по финансирането на дейността на фирмата.

¹² Паричен поток, изчислен с отчитане на паричните потоци по финансиране на дейността.

Предимства	Недостатъци
• Лесен за тълкуване показател • В по-малка степен зависим от инцидентни приходи/разходи • Особено подходящ за оценка на финансови институции, при които преобладаващата част от активите и пасивите са осчетоводени по пазарна стойност.	• Фактът, че не всички активи на фирмата са осчетоводени по пазарна стойност (което в голяма степен важи за компаниите от реалния сектор), може да внесе значителни изкривявания в оценката; • Зависим от счетоводната политика (особено що се отнася до формирането на специални резерви и др.) • Не е директно свързан с показател за фирмената ефективност или полза за акционерите (печалба, чист паричен поток и др.); • Не отчита очакванията за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение.
P/S	
Предимства	Недостатъци
• Множителят отчита показател директно свързан с активността на фирмата и способността ѝ да генерира полза за акционерите – продажби; • Продажбите са много слабо зависими от конкретната счетоводна политика на фирмата; • По-слаба зависимост от данъчното законодателство; • Продажбите обикновено имат много по-слаба волатилност от печалбата, тъй като в по-малка степен се влияят от еднократни и/или случайни фактори или сделки	• Не се отчита рентабилността на фирмата; • В някои случаи е трудно да се отделят продажбите от основна дейност от други продажби; • Не отчита очакванията за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение.
P/EVIT	
Предимства	Недостатъци
• Отчита се печалбата от основна дейност на фирмата; • Спомага да се избегнат някои от проблемите, свързани с P/E, произтичащи от различия в капиталовата структура и данъчната политика	• Не се отчита счетоводната политика в областта на амортизациите; • Не отчита очакванията за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение.
P/FCFF и P/FCFE	
Предимства	Недостатъци
• Отчита се нетния паричен поток, който е от основно значение за акционерите на фирмата; • Елиминира различията между компаниите-аналози, които произтичат от потенциални различия в амортизационната им политика • Отчита потенциалните рискове, свързани със събираемостта на вземанията, потенциалните позитиви от възможностите за разсрочено плащане на доставчиците и др. печалбата от основна дейност на фирмата;	• Съществува възможност за изкривяване на резултатите в следствие от случайни и/или временни фактори; • Силно зависи от резултати, които трудно подлежат на прогнозиране (резултат от операции с ценни книжа; валутнокурсви разлики и др.) • Силно зависи от данъчната политика в страната; • Не отчита очакванията за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение.
При всички разгледани до сега пазарни множители, числителят представлява пазарната капитализация на дружеството. Така обаче не се отчита (или съответно в по-малка степен, в зависимост от конкретния множител) се отчита реално инвестираният в дружеството - обект	

на търговото предложение капитал, както и парите в наличност, които имат съществено значение за оценката. Освен това, множителите, изчислени за компании с различен ливъридж, няма да бъдат съпоставими.

EV/Sales

Предимства	Недостатъци
- Отчита цялостния инвестиран в дружеството - обект на търговото предложение капитал, както и неговата структура; - Отчита наличните в дружеството - обект на търговото предложение пари и парични еквиваленти; - Множителят отчита показател директно свързан с активността на фирмата и способността ѝ да генерира полза за акционерите – продажби; - Продажбите са много слабо зависими от конкретната счетоводна политика на фирмата; - По-слаба зависимост от данъчното законодателство; - Продажбите обикновено имат много по-слаба волатилност от печалбата, тъй като в по-малка степен се влияят от еднократни и/или случайни фактори или сделки	- Не се отчита рентабилността на фирмата; - В някои случаи е трудно да се отделят продажбите от основна дейност от други продажби; - Не отчита очакванията за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение.

EV/EBITDA

Предимства	Недостатъци
- Отчита цялостния инвестиран в дружеството - обект на търговото предложение капитал, както и неговата структура; - Отчита наличните в дружеството - обект на търговото предложение пари и парични еквиваленти; - Отчита ефективността на основната дейност на фирмата; - Не се влияе от счетоводната политики по отношение на амортизациите; - Не се влияе от данъчната политика в страната; - По-слабо се влияе от действието на случайни и/или еднократни фактори; - По-слабо влияние оказват показатели, които трудно се поддават на прогнозиране	- Множителят може да се приложи за компании с положителна рентабилност; - Могат да се получат изкривявания при оценка на компании с ниска рентабилност; - Има известно отдалечаване от чистата печалба на дружеството - обект на търговото предложение, която всъщност е резултата за притежателите на обикновени акции; - Не отчита очакванията за бъдещото развитие на дружеството - обект на търговото предложение.

Избор на оценъчни пазарни множители и компании-аналози

Според чл. 16 на Наредба № 41, за получаване на справедливата стойност на акциите обект на търгово предложение, се използват пазарните множители на компания-аналог или на общоприет еталон, като общоприетият еталон представлява средната стойност на пазарните множители на дружествата-аналози.

Според Наредбата, дружество аналог, съответно общоприет еталон, е такова дружество или дружества, които осигуряват достатъчно добра база за сравнение спрямо инвестиционните и рискови характеристики на оценяваното дружество. Изборът на дружество аналог, съответно общоприет

еталон, трябва да бъде обоснован чрез сравнителен анализ и оценка на инвестиционни и рискови характеристики, както и степента на сходство с оценяваното дружество¹³.

Според чл. 17 на Наредбата, за определяне на справедливата стойност на акциите по метода на пазарните множители на дружествата аналози се използват P/E, P/S, P/B и P/EBIT, като е позволено да бъдат използвани и други в случай, че те биха позволили по-точното и надеждно определяне на справедливата цена.

За да се направи оценка на справедливата стойност на акциите на дружеството - обект на търговото предложение на база сравнение с компании-аналози са приложени текущи EV/EBITDA, P/S и P/B, калкулирани на база финансовите данни към 9/2014 г. или (където е приложимо) за последните 12 месеца към 9/2014 г. за публични компании-аналози от региона. Избираме тези компании, понеже те са със подобна дейност като оценяваната, оперират на пазари, близки до Българския и са листвани на борси в региона. Разбира се, енергийният сектор е силно регулиран и може да съществуват различия в регулациите по страни, както и в степента на либерализиране на пазарите. Съществуват и различия в търговията на различните фондови пазари, което обуславя голяма част от различията между компаниите-аналози и оценяваната компания (поради което и даваме по-ниска тежест на сравнението с компании-аналози, отколкото на оценката според ДППД).

	Хил. лв ако не е указано друго	Хил. леи ако не е указано друго
	ЧЕЗ Разпределение България АД	SC Electrica SA
Собствен капитал, 30.09.2014 г.	564,546	5,607,811
Продажби за последните 12 м., 30.09.2014 г.	400,560	4,877,139
Печалба преди лихви, данъци и амортизации (EBITDA) за последните 12 м., 30.09.2014 г.	50,223	764,851
Задължения към 30.09.2014 г.	193,330	3,513,006
Пари в наличност към 30.09.2014 г.	44,411	2,462,611
Стойност на фирмата (enterprise value, EV пазарна капитализация + задължения - пари в наличност)	423,659	5,288,159
Брой акции	1,928,000	345,939,929
Собствен капитал на акция, лв	292.81	16.21
Продажби на акция, лв/леи	207.76	14.10
EBITDA на акция, лв/леи	26.05	2.21
EV на акция, лв/леи	219.74	15.29
Цена на затваряне, 26.01.2015 г., лв/леи	142.50	12.25
EV/EBITDA	8.44	6.91
P/B	0.49	0.76
P/S	0.69	0.87

Пазарните множители на дружествата-аналог са изчислени на база пазарната цена на затваряне за 26.01.2015 г (източник: www.bse-sofia.bg за българското дружество и www.bvb.ro за румънското) и собствения капитал, задълженията и парите в наличност на дружествата според официалните финансови отчети към 30.09.2014 г., респективно продажбите и печалбата преди лихви, данъци и амортизации (EBITDA) за последните 12 месеца спрямо 30.09.2014 г. на база официалните финансови

¹³ Източник: Наредба № 41.

отчети към тази дата. Източник на базисните финансови данни са официалните отчети на двете дружества към 30.09.2014 г., 31.12.2013 г. и 30.09.2013 г. (последните два са необходими за изчисляването на продажбите за последните 12 месеца спрямо 30.09.2014 г.)

	EV/EBITDA	P/S	P/B
SC Electrica SA	6.91	0.87	0.76
ЧЕЗ Разпределение България АД	8.44	0.69	0.49
Средна стойност	7.67	0.78	0.62
Тегла			
SC Electrica SA	0.5		
ЧЕЗ Разпределение България АД	0.5		

Българският фондов пазар не е достатъчно ликвиден, за да може да се твърди със сигурност, че винаги пазарната цена на акциите (а оттам и пазарните множители на дружествата-аналози) е адекватен измерител на справедливата им стойност. За периода 26.10.2014 г – 26.01.2015 г. на борсата са изтъргувани по-малко от 0.01% от акциите на „ЧЕЗ Разпределение България АД“ и следователно не може да се каже, че те се търгуват активно (въпреки че една трета от акциите му се притежават от миноритарни акционери). За да адресираме този недостатък сме включили в оценката според този метод и SC Electrica SA, Румъния. Това е относително близък аналог на оценяваното дружество. Румъния и България се намират на сходно равнище на икономическо развитие, членки са на ЕС от един и същи момент, което предполага тенденция към сходство в законодателствата. В същото време румънският фондов пазар е далеч по-ликвиден от българския, което ни позволява да противодействаме на изкривяващия ефект, който по-ниската ликвидност на българската фондова борса би могъл да има при формиране на оценката. Недостатък е факта, че румънското дружество инкорпорира в себе си и функцията на краен снабдител, но по-голямата част от резултатите му се формират от дейността разпределение на електроенергия, което ни дава основание да го използваме като аналог, подхождайки към метода на сравнение с компании-аналози предпазливо.

В обобщение, българската компания в по-голяма степен съответства на оценяваната от гледна точка на дейността (виж по-долу), но румънската компания се търгува на пазар в значителна степен по-ликвиден от българския, което при равни други условия може да доведе до по-голямо съответствие на пазарната цена със справедливата. Поради това даваме еднакви тегла на двете компании.

SC Electrica SA

Основната дейност на групата включва експлоатация и развитие на електроразпределителна мрежа, както и дейност по доставка на електроенергия до крайните потребители. Групата е операторът на електроразпределителната мрежа и основен доставчик на електрическа енергия в MunteniaNord (области Prahova, Buzau, Dambovitа, Braila, Galati и Vrancea), TransilvaniaNord (области Cluj, Maramures, SatuMare, Salaj, Bihor и Bistrita-Nasaud) и TransilvaniaSud (области Brasov, Alba, Sibiu, Mures, Harghita и Covasna, като експлоатира трансформаторни станции и линии от 0.4 kV и 110 kV.

Основни финансови показатели	Хил. евро (EUR/RON: 4.4347, за 24.11. 2014 г.)			
	Хил. леи			
	Септември-14	Септември-13	Септември-14	Септември-13
Продажби	3,465,214	3,864,248	781,386	871,366
Други приходи	92,287	105,676	20,810	23,829
Закупена електроенергия	-1,665,660	-2,069,469	-375,597	-466,654
"Зелени" сертификати	-219,584	-306,298	-49,515	-69,068

Административни и др. разходи	-983,048	-934,143	-221,672	-210,644
Вкл. нетни обезценки на земи, сгради, машини и съоръжения	385	983	87	222
Нетни обезценки на търговски и други вземания	4,768	25,208	1,075	5,684
Печалба преди лихви, данъци и амортизации (EBITDA)*	688,824	659,031	155,326	148,608
Амортизации	-317,606	-300,498	-71,618	-67,761
Печалба преди лихви и данъци (EBIT)	371,218	358,533	83,708	80,847
Нетни финансови приходи/разходи	17,019	-706	3,838	-159
Дял в печалбата/загубата на предприятия, инвестицията в които е отчитана по метода на собствения капитал		47,219		10,648
Печалба преди данъци	388,237	405,046	87,545	91,336
Данъци	-82,262	-64,683	-18,550	-14,586
Нетна печалба	305,975	340,363	68,996	76,750
Собственици на Групата	213,844	265,715	48,221	59,917
Миноритарни акционери	92,516	75,631	20,862	17,054
Земи, сгради, машини и съоръжения	6,027,021	5,932,771	1,359,059	1,337,807
Нематериални активи	51,995	58,913	11,725	13,285
Други	81,460	86,479	18,369	19,501
Нетекущи активи	6,160,476	6,078,163	1,389,153	1,370,592
Пари и парични еквиваленти	2,462,611	650,835	555,305	146,760
Други инвестиции	363,748		82,023	
Парични средства под ограничение	129,902		29,292	
Търговски и други вземания	771,764	1,150,532	174,028	259,439
Материални запаси	27,241	33,809	6,143	7,624
Разходи за бъдещи периоди	22,876	6,378	5,158	1,438
Данъчни вземания	18,761	36,510	4,231	8,233
Активи, държани с цел разпределение		2,243,494		505,895
Текущи активи	3,796,903	4,121,558	856,180	929,388
Общо активи	9,957,379	10,199,721	2,245,333	2,299,980
Собствен капитал	6,444,373	6,659,370	1,453,170	1,501,651
Собственици на Групата	5,607,811	5,848,074	1,264,530	1,318,708
Миноритарни акционери	836,562	811,296	188,640	182,943
Финансов лизинг		290		65
Финансирания на земи, сгради, машини и съоръжения	115,141	129,827	25,964	29,275
Приходи за бъдещи периоди	1,469,662	1,421,596	331,401	320,562
Отсрочени данъци	249,938	255,968	56,360	57,719
Задължения към персонала	213,339	213,187	48,107	48,072
Други	59,915	66,376	13,510	14,967

Дългосрочни задължения	2,107,995	2,087,244	475,341	470,662
Банков овърдрафт	48,440	79,684	10,923	17,968
Финансов лизинг	413	498	93	112
Финансирания на земи, сгради, машини и съоръжения	110,120	142,584	24,831	32,152
Търговски задължения	457,962	627,619	103,268	141,525
Други задължения	389,939	261,390	87,929	58,942
Данъчни задължения	26,748	15,183	6,032	3,424
Приходи за бъдещи периоди	96,591	89,223	21,781	20,119
Задължения към персонала	170,832	152,191	38,522	34,318
Провизии	103,966	84,735	23,444	19,107
Краткосрочни задължения	1,405,011	1,453,107	316,822	327,667
Общо задължения и собствен капитал	9,957,379	10,199,721	2,245,333	2,299,980

*Изключва нетната обезценка на земи, сгради, машини и съоръжения

Отчетност по сегменти, хил. евро							
Септември-14							
	Снабдяване	Разпреде- ление	Външна поддръжка на ел. мрежа	Компания -майка	Общо	Елими- нации	Консоли д. данни
Приходи от външни клиенти	674,894	96,179	10,313		781,386		781,386
Междусегментни приходи	16,385	253,072	1		269,457	-269,457	
Приходи общо	691,279	349,251	10,314		1,050,844	-269,457	781,386
Печалба преди данъци за сегмента	42,394	67,113	-18,569	50,459	141,397	-53,765	87,632
Нетни финансови приходи	646	1,127	0	55,829	57,603	-53,765	3,838
Амортизации и нето обезценка на земи, сгради, машини и съоръжения	-898	-68,394	-841	-1,398	-71,532		-71,532
Печалба преди лихви, данъци и амортизации (EBITDA)*	42,646	134,380	-17,727	-3,973	155,326		155,326
Нетна печалба/загуба на сегмента	33,833	57,260	-18,704	50,459	122,848	-53,765	69,082
Заплати и други добавки за служителите	-13,029	-90,724	-18,562	-2,857	-125,173		-125,173
Капиталови разходи	709	89,948			90,656		90,656
Активи на сегмента	260,267	1,494,280	79,862	519,215	2,353,623	-108,290	2,245,333
Търговски и други вземания	147,963	140,991	8,356		297,310	-123,282	174,028
Парични наличности под ограничение				29,292	29,292		29,292
Пари и парични еквиваленти	79,611	77,753	1,015	396,926	555,305		555,305
Търговски и други задължения и краткосрочни добавки за персонала	158,787	67,328	101,424	28,798	356,336	-115,685	240,651

Банков овърдрафт		10,111		812	10,923		10,923
Финансирания за земи, сгради, машини и съоръжения и финансов лизинг		50,888			50,888		50,888

Фактът, че в по-голямата си част резултатността на дружеството - обект на търговото предложение се дължи на дейността разпределение на електроенергия, ни дава основание да разглеждаме дружеството като аналог на оценяваната.

ЧЕЗ Разпределение България

Публичното дружество „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – близък аналог на дружеството -обект на търговото предложение, е електроразпределително дружество, опериращо в Западна България.

В хил. лв	2011	2012	2013	Септември-13	Септември-14
Продажби	0	0	0	0	0
Други приходи	457,186	652,163	611,296	480,327	272,819
Общо приходи	457,186	652,163	611,296	480,327	272,819
Балансова стойност на продадените активи (без завършени стоки)	655	494	1,582	1,023	2,881
Други оперативни разходи	381,933	539,349	528,737	405,790	227,267
Материали	10,817	11,813	11,404	7,489	6,142
Външни услуги	65,605	67,505	69,772	53,385	52,356
Заплати и социално осигуряване	52,686	53,012	52,510	37,977	35,252
Други	252,825	407,019	395,051	306,939	133,517
Общо оперативни разходи	382,588	539,843	530,319	406,813	230,148
Печалба преди лихви, данъци и амортизации (EBITDA)	74,598	112,320	80,977	73,514	42,671
Амортизации	60,669	60,413	61,232	45,382	45,537
Печалба преди лихви и данъци (EBIT)	13,929	51,907	19,745	28,132	-2,866
Грантове и субсидии	66	66	89	49	49
Лихвени доходи	1,507	1,997	1,707	1,360	446
Други финансови доходи	0	0	0	0	0
Лихвени разходи	0	1,404	1,261	1,018	721
Други финансови разходи	88	69	81	54	79
Извънредни приходи/разходи	0	0	0	0	0
Дял в печалбата/загубата на асоциирани предприятия	0	0	0	0	0

Печалба преди данъци	15,414	52,497	20,199	28,469	-3,171
Данъци	1,547	5,254	2,517	2,847	503
Нетна печалба	13,867	47,243	17,682	25,622	-3,674

В хил. лв	2011	2012	2013	Септември-13	Септември-14
Земи, сгради, машини, съоръжения и нематериални активи	569,271	621,928	674,030	644,840	660,046
Инвестиционни имоти	0	0	0	0	0
Положителна търговска репутация	0	0	0	0	0
Финансови активи	0	0	0	0	0
Дългосрочни вземания	0	0	0	0	0
Други	0	0	0	0	0
Общо нетекущи активи	569,271	621,928	674,030	644,840	660,046
Материални запаси	147	383	2,640	209	2,911
Вземания	81,642	103,906	75,273	49,650	49,260
Финансови активи	0	0	0	0	0
Пари и парични еквиваленти	67,023	109,687	102,351	129,969	44,411
Разходи за бъдещи периоди	2,322	2,136	302	1,174	1,248
Общо текущи активи	151,134	216,112	180,566	181,002	97,830
Общо активи	720,405	838,040	854,596	825,842	757,876
Общо собствен капитал	551,667	598,850	564,546	624,532	564,546
Собственици на групата	551,667	598,850	564,546	624,532	564,546
Миноритарни акционери	0	0	0	0	0
Дългосрочен дълг	1,606	49,665	33,988	41,278	33,988
Други дългосрочни задължения	61,067	50,412	46,465	53,151	46,465
Общо дългосрочни задължения	62,673	100,077	80,453	94,429	80,453
Краткосрочен дълг	0	14,737	3,684	0	3,684
Краткосрочни задължения	100,799	118,310	108,450	105,646	108,450
Други	5,266	6,066	743	1,235	743
Общо текущи задължения	106,065	139,113	112,877	106,881	112,877
Общо задължения и собствен капитал	720,405	838,040	757,876	825,842	757,876

	2012	2013	Q3 2014 (12-м)
ROA, %	6.22	2.22	-1.36
ROE, %	8.21	3.04	-1.95
EBITDA марж, %	17.22	13.25	12.42
Нетен марж, %	7.24	2.89	-2.88
Текуща ликвидност	1.55	1.60	0.87
Бърза ликвидност	1.55	1.58	0.84
Незабавна ликвидност	0.79	0.91	0.39
Обръщаемост на вземанията	7.03	6.82	8.16
Обръщаемост на текущите активи	3.55	3.08	2.90
Дългосрочен дълг/собствен капитал	0.08	0.06	0.06
Дългосрочни задължения/собствен капитал	0.17	0.14	0.14
Активи/собствен капитал	1.40	1.51	1.34
Коефициент на покритие на EBITDA	80.00	64.22	52.01

Резултати от оценката

Показатели, хил. лв	EBITDA (12М 9/14 г.)	58,773	Тегла:
	Продажби (12М 9/14 г.)	252,330	
	Собствен капитал (9/2014 г.)	345,469	
	Задължения	145,439	
	Пари и парични еквиваленти	34,506	
	Оценки за дружеството-обект на търгово предлагане:		
	EV/EBITDA	7.67	
	P/S	0.78	
	P/B	0.62	
	Стойност на собствения капитал, EV/EBITDA	340,139	0.40
	Стойност на собствения капитал, P/S	196,161	0.35
	Стойност на собствения капитал, P/B	214,596	0.25
	Стойност на собствения капитал	258,361	
	Брой акции	1,318,000	
	Справедлива цена на акция, лв	196.025	

Даваме по-малка тежест на P/B, понеже този показател е в по-ниска степен съпоставим между компаниите. Той силно се влияе от счетоводната политика и от еднократни ефекти в капитала (преоценки) и/или печалбата на дружеството - обект на търговото предложение. Този показател може силно да бъде изкривен от това дали активите, особено дълготрайните материални и нематериални активи са осчетоводявани по цена на придобиване и са в следствие амортизирани, или са оценени по пазарна стойност. По принцип за нефинансовите компании надеждността на P/B е ограничена.

P/S в по-голяма степен отразява дейността на предприятието и в по-малка степен се влияе от различия в счетоводната политика. Неговата приложимост за нефинансови компании е по-висока в сравнение с P/B.

Според нас най-висока е приложимостта на EV/EBITDA (вж по-горе). Този множител в най-висока степен отчита дейността и рентабилността на дружеството - обект на търговото предложение и в най-ниска степен в сравнение с разгледаните множители се влияе от различия в счетоводната политика на компаниите, от действието на случайни фактори и др. Като по-този начин позволява компаниите в най-чист вид да бъдат сравнявани на база основната им дейност. За това даваме най-висока тежест на резултата, получен на база този множител.

6.2.8. Окончателна оценка според трите оценъчни метода

6.2.9.

	Енерго-Про Мрежи АД				
	Цена на акция, лв				
	Метод	ДППФ	Сравнение с компании-аналози	Нетни активи на акция	Ликвидационна стойност на акция
Сценарии	Оптимистичен	190.881			
	Песимистичен	26.601			
	Базов	99.575	196.025	262.116	137.813
	Тегла на методите	0.55	0.15	0.30	0.00
	Тегла на сценариите				
	Оптимистичен	0.16			
	Песимистичен	0.16			
	Базов	0.68			
	Оценка според метода	102.508	196.025	262.116	137.813
	Оценка на справедливата стойност на акцията	164.418			

Оценката е направена по два метода, оценяващи дружеството - обект на търговото предложение като действащо предприятие (ДППД и сравнение с компании-аналози) и по един метод, оценяващ дружеството - обект на търговото предложение на база активи (НСА).

Според нас оценката на дружеството - обект на търговото предложение като действащо предприятие е в по-голяма степен показателна за справедливата ѝ цена, поради което даваме и по-високо тегло на тази оценка (вж също по-горе). Ако се съди и по цената на акцията на Българска фондова борса, пазарните участници вероятно също отчитат в по-голяма степен финансовите показатели и очакванията за развитие на дружеството - обект на търговото предложение, отколкото стойността на активите ѝ сама по себе си.

В обобщение, водеща роля за оценката трябва да има методът на дисконтираните парични потоци. Методът на нетна стойност на активите е подходящ и трябва да се приложи, но без да му се дава приоритет поради факта, че дава моментна оценка на дружеството (в допълнение, цената по ликвидационна оценка е значително по-ниска от балансовата стойност). Следващият подходящ метод, сравнение с компании-аналози, е с намалена обективност поради ниската ликвидност на борсата и недостатъчния брой дружества-аналози (на проблема с ликвидността се противодейства като се включва в анализа и румънско дружество-аналог). За това прилагаме 55% тегло на метода на

дисконтираните парични потоци, 15% на сравнението с компании-аналози и 30% на нетната стойност на активите.

За по-детайлна обосновка на използваните тегла виж т. 6.1.1. и 6.2.7.1.

7. Обезщетение за правата на акционерите, които могат да бъдат ограничени съгласно чл.151а, ал.4 от ЗППЦК

В Устава на „Енерго-Про Мрежи“ АД не съществуват разпоредби, ограничаващи правото на глас и прехвърлянето на обикновените акции по емисия BG1100026118, които са обект на това търгово предложение, нито съществуват разпоредби, предоставящи изключителни права на акционерите, свързани с избор или отстраняване на членове на управителните органи. Не съществува споразумение между Дружеството - обект на Търгово предложение и Предложителя, нито между Предложителя и други акционери за ограничаване на правото на глас или прехвърлянето на издадени от Дружеството акции. Доколкото е известно на Предложителя, не съществуват споразумения между Дружеството и други акционери в Дружеството, както и между акционери в Дружеството, предвиждащи ограничения върху прехвърлянето на издадени от Дружеството акции или върху правото на глас по издадени от Дружеството акции.

В тази връзка Предложителят не дължи изплащането на обезщетение по чл. 151а, ал.4 от ЗППЦК.

8. Срок за приемане на Търговото предложение

Срокът за приемане на Търговото предложение е 28 (двадесет и осем) дни от датата на публикуването му в двата централни ежедневника.

Предложителят може да удължи срока за приемане на Търговото предложение по реда на чл. 155, ал. 4 и ал. 5 от ЗППЦК в рамките на максимално допустимия от закона срок от 70 (седемдесет) дни от деня на публикуване на Търговото предложение. Промяната се регистрира в КФН и се публикува незабавно в два централни ежедневника. Промени в Търговото предложение, включително промени в срока за приемането му, не могат да бъдат публикувани по-късно от 10 дни преди изтичане на срока за приемане на Търговото предложение.

При наличието на конкурентно търгово предложение, чийто срок за приемане изтича след срока за приемане на настоящото Търгово предложение, срокът за приемане на настоящото Търгово предложение се удължава до срока за приемане на конкурентното Търгово предложение.

Последващо удължаване на срока за приемане на Търгово предложение удължава срока за приемане на всички търгови предложения в случаите, когато срокът за приемане на последните изтича преди последващо удължения срок.

9. Условия за финансиране на Търговото предложение

Предложителят ще финансира придобиването на акциите със собствени и заемни средства, като за заплащане на всички акции – обект на Търговото предложение са необходими средства в размер на 19 923 904 (деветнадесет милиона деветстотин двадесет и три хиляди деветстотин и четири) лева, които са на разположение на Предложителя по негова банкова сметка в “УниКредит Булбанк” АД. В тази връзка, Предложителят представя към настоящото Търгово предложение удостоверение от “УниКредит Булбанк” АД.

10. Ред за приемане на Търговото предложение

Акционерите на „Енерго-Про Мрежи“ АД, които желаят да приемат настоящото Търгово предложение, трябва да имат предвид и да спазят реда, описан по-долу.

10.1. Приемане на Търговото предложение

Търговото предложение се приема с изрично писмено волеизявление /по образец/ и депозиране на удостоверителните документи за притежаваните акции при упълномощения ИП "БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД. За удостоверителни документи ще бъдат приемани всички законово признати удостоверителни документи.

Волеизявлението се подава:

- лично от акционерите - физически лица или от законните представители на акционерите - юридически лица, или чрез изрично упълномощено лице с нотариално заверено пълномощно в офиса на упълномощения ИП "БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД; или
- от акционерите - физически лица или от законните представители на акционерите - юридически лица, или чрез изрично упълномощено лице с нотариално заверено пълномощно чрез инвестиционния посредник, обслужващ съответния акционер, при който се съхраняват акциите - обект на Търгово предложение и на заявлението за приемане на Търговото предложение. Акционерите, чиито акции се съхраняват при банка депозитар или банка попечител (пенсионни фондове, договорни фондове и др.), подават заявления само чрез обслужващия ги инвестиционен посредник.

10.2. Допълнителни документи, които се прилагат към заявлението

Към волеизявлението за приемане на Търговото предложение се представят и следните допълнителни документи.

10.2.1. Документ за легитимиране, както следва:

Физическите лица се легитимират с документ за самоличност; чуждите граждани - с оригиналния си чуждестранен паспорт за влизане в страната (алтернативно - лична карта за граждани на държави-членки на Европейския Съюз); законните представители на юридическите лица - с удостоверение за актуална регистрация на юридическото лице и документ за самоличност; пълномощниците - с нотариално заверено изрично пълномощно и документ за самоличност.

Юридическите лица прилагат:

- удостоверение за актуално състояние или копие от регистрация от регистрация по БУЛСТАТ в случай че акционерът - българско юридическо лице – не е регистриран във водения от Агенцията по вписванията Търговски регистър;
- за акционерите - чуждестранни юридически лица: копие от регистрационния акт (извадка от съответния търговски регистър) на съответния чужд език, легализиран превод на текста на регистрационния акт, съдържащ пълното наименование на юридическото лице; дата на издаване и държава на регистрация; адрес на юридическото лице; имената на лицата, овластени да го представляват.

При подаване на волеизявлението чрез пълномощник, се прилагат оригинал на нотариално завереното изрично пълномощно, копие от документа за самоличност на пълномощника и документите, изброени по-горе в зависимост от националността на упълномощителя (местно или чуждестранно юридическо лице).

10.2.2. Други документи, както следва:

Към изявлението за приемане на Търговото предложение се прилагат и удостоверителните документи за притежаваните безналични акции от капитала на “Енерго-Про Мрежи“ АД - удостоверителен документ, издаден от „Централен депозитар“ АД, или извлечение от клиентска подсметка при инвестиционен посредник.

10.3. Място, където приелите предложението акционери подават писмено заявление за неговото приемане и депозират удостоверителните документи за притежаваните акции

Писмените заявления и документите се подават на адреса на упълномощения инвестиционен посредник „БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП“ ЕАД в гр. София 1606, р-н Красно село, ул. „Дамян Груев“ №20, ет.2, ап.4., **всеки работен в рамките на срока на Търговото предложение, в работното време на инвестиционния посредник, което е от 9:30 до 16:30 часа.**

10.4. Приемане на Търговото предложение чрез подаване през друг инвестиционен посредник

Волеизявление за приемане на Търговото предложение може да се подаде и чрез друг инвестиционен посредник, в който случай последният предава на ИП "БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД незабавно, но не по-късно от края на работния ден по факс копие от заявлението за приемане на Търговото предложение. Всеки инвестиционен посредник, при който е прието търговото предложение, проверява самоличността на акционера и следи за спазване на останалите нормативни изисквания на ЗППЦК, ЗПФИ и подзаконовите нормативни актове към тях.

Инвестиционният посредник предава на ИП "БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД оригиналното заявление най-късно до изтичане на срока за приемане на Търговото предложение с приложени документи за легитимация и представяване на акционера по т. 10.2.1 по-горе. Заявлението следва да е подписано от акционера, от лице по чл. 39, ал. 1 Наредба № 38 и от лице от отдел „Вътрешен контрол“ в инвестиционния посредник, приел заявлението.

За неуредените въпроси се прилагат процедурите на Централния депозитар относно легитимация и представителство, както и приложимите вътрешни правила и практики на инвестиционния посредник, чрез който се подава заявлението за приемане на Търговото предложение.

10.5. Срок за заплащане на цената от Предложителя

Заплащането на цената за акциите ще се извърши в срок от 7 (седем) работни дни след сключване на сделката. Инвестиционните посредници, чрез които е прието Търговото предложение, заплащат дължимите суми на акционерите по указанияте от тях банкови сметки или в брой.

Сделката по придобиване на акции на „Енерго-Про Мрежи“ АД в резултат на приемане на Търговото предложение се счита сключена към момента на изтичане на срока за неговото приемане, съответно на удължения срок за приемане, ако е имало такъв. Сделките по приемане на търговото предложение се регистрират в регистъра на търговската система ХЕТРА на БФБ като сделки, сключени на извънборсов пазар. Сделките се регистрират след осигуряване на необходимите парични средства от страна на Предложителя. Правата по акциите - предмет на търговото предложение, преминават върху Предложителя след регистрацията на прехвърлянето на акциите в „Централен Депозитар“ АД. Едновременно с прехвърлянето на акциите, „Централен Депозитар“ АД осигурява и прехвърляне на дължимите суми по банкови сметки на съответните инвестиционни посредници, приели заявления от акционерите.

10.6. Начин за заплащане на цената от Предложителя

Придобитите в резултат на Търговото предложение акции се заплащат от ИП "БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД за сметка на Предложителя при спазване разпоредбите на нормативните актове за плащанията по следните два начина:

- ✓ по банкова сметка на акционера, приел Търговото предложение и
- ✓ в брой - в офиса на „БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД при спазване на нормативно установените ограничения за заплащане в брой.

Акционерите, приели Търговото предложение чрез обслужващия ги инвестиционен посредник, получават дължимата им сума чрез този посредник, съответно разплащания с акционерите, чиито активи се съхраняват при банка депозитар или банка попечител, се извършват чрез съответната банка депозитар или попечител.

Цената на акциите на акционерите, които не са предоставили банкова сметка, се заприходява по тяхна аналитична сметка при съответния инвестиционен посредник и се изплащат на лицето при явяването му в офиса на посредника за изплащане на цената на акциите в брой или съответно до посочване на банкова сметка за превеждане на дължимата сума. Правото на акционера да получи цената на акциите може да бъде упражнено в рамките на общия петгодишен давностен срок, след което това право се погасява по давност и непотърсените суми остават у Предложителя.

10.7. Разходи за акционери, приели Търговото предложение

Таксите и възнагражденията на ИП „БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД към акционерите, приели Търговото предложение чрез него, са:

- до 500 броя акции включително (на стойност до 80 000 лева включително) - 1% от сумата която трябва да се плати на приелия предложението акционер
- над 500 броя акции (на стойност над 80 000 лева) – 0.5% от сумата която трябва да се плати на приелия предложението акционер.

Ако приемането се извършва чрез друг инвестиционен посредник, събираните от съответния инвестиционен посредник такси и възнаграждения може да се различават от горните. ИП „БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД няма да събира такси и възнаграждения от акционерите, приели Търговото предложение чрез друг инвестиционен посредник.

Горните такси не включват разходите и комисионните, които се дължат на „Българска фондова борса – София“ АД, „Централен депозитар“ АД, банкови такси.

Когато сумата за получаване има трети знак след десетичната запетая 5 (пет) или по-голям от пет, сумата се закръгля нагоре до втория знак след десетичната запетая, а под пет, сумата се закръгля надолу.

10.8. Закупуване на акции от Предложителя до публикуване на Търговото предложение и след срока за приемането му

Съгласно чл. 149а, ал. 5 ЗППЦК до публикуване на Търговото предложение (след изтичане на срока по чл. 152, ал. 1 ЗППЦК, съответно по чл. 153, ал. 1 ЗППЦК, в случай че в този срок КФН не издаде забрана), както и 14 дни след крайния срок за приемането му всеки акционер в Дружеството има възможност да поиска Предложителят да закупи акциите му и съответно Предложителят е длъжен да закупи акциите на всеки акционер, поискал това.

11. Намерения на Предложителя за бъдещата дейност на дружеството - обект на търгово предложение, и на Предложителя, доколкото е засегнат от търговото предложение.

11.1. Намерения на Предложителя относно двете дружества:

- **намерения за преобразуване или прекратяване или за промени в размера на капитала на дружеството.**

Към момента на регистрация на Търговото предложение Предложителят не възнамерява да предприема действия по преобразуване или прекратяване на Дружеството – обект на търговото предложение, както и не възнамерява да прави промени в размера на капитала на Дружеството – обект на търговото предложение в срок до една година от сключването на сделката.

- **намерения за основната дейност и финансовата стратегия на дружеството за текущата и следващата финансова година:**

Дружеството притежава изключителна лицензия за осъществяване на дейността по разпределение на електроенергия на територията на девет области в Североизточна България - Варна, Велико Търново, Габрово, Добрич, Разград, Русе, Силистра, Търговище и Шумен, като Предложителят възнамерява Дружеството да продължи да извършва основната си дейност през текущата и следващата финансови години. Същото се отнася и за дейността му като координатор на балансираща група. Финансовата стратегия на Предложителя е да запази и да подобри (включително чрез успешно балансиране) финансовите резултати на дружеството – обект на търговото предложение. Предвид на факта, че основната дейност на „Енерго –Про Мрежи“ АД е регулирана, то финансовите резултати ще зависят основно от утвърдените от КЕВР цени за предоставяните от Дружеството мрежови услуги и от потреблението на електроенергия в региона, върху които фактори Дружеството няма механизъм да влияе. Дружеството се стреми да оптимизира разходите си, както и да подобрява качеството на предлаганите от него услуги.

- **Намерения за промени в състава на управителните органи, персонала и условията по трудовите договори на служителите на дружеството – обект на търговото предложение.**

Към момента на регистрация на Търговото предложение Предложителят не възнамерява да прави промени в състава на управителните органи, персонала и условията по трудовите договори на служителите на Дружеството – обект на търговото предложение, които да произтичат от Търговото предложение.

- **Намерения относно политиката при разпределяне на дивиденди:**

През последните две години – 2013 г. и 2014 г., дружеството не е разпределяло дивиденди в полза на акционерите си. Към момента на регистрация на Търговото предложение Предложителят възнамерява да промени тази политика при спазване на изискванията на чл. 247а ТЗ. Политиката за разпределяне на дивиденди в Дружеството – обект на Търговото предложение ще бъде съобразена с финансовите резултати и нуждите от инвестиции и свободни парични средства на Дружеството.

- **Информацията за въздействието, което предложението може да окаже върху служителите и мястото на дейност на дружеството.**

Към момента на регистрация на Търговото предложение Предложителят не очаква то да окаже въздействие върху служителите и мястото на дейност на Дружеството. Следва да се има предвид, че лицензията за разпределение, на която Дружеството – обект на търговото предложение е титуляр, се отнася за конкретна обособена територия, поради което лицензионната дейност, която Предложителят възнамерява да запази, би могла да се осъществява само в рамките на тази територия.

11.2. Стратегически план на Предложителя за двете дружества:

- **Резюме и описание на ключовите моменти на стратегическия план**

Предложителят възнамерява „Енерго-Про Мрежи“ АД да продължи да инвестира в развитието на мрежата, както и подобряване на качеството на обслужването на клиентите на дружеството, както и извличане на максимална полза от дейността по балансиране. Сред основните приоритети са повишаване на капацитета на мрежата с цел да отговори на нарасналите нужди за присъединяване на нови производствени мощности в региона, доколкото се допуска от приложимата нормативна уредба, повишаване на качеството на електроенергията и намаляване на броя и продължителността на прекъсванията, както и съкращаване на времето за отстраняване на неизправности в мрежата. Една от основните цели продължава да е намаляването на технологичните разходи. Освен техническите загуби присъщи на процеса на транспортиране на електрическа енергия по мрежата, които Дружеството полага усилия да намали, чрез непрекъснати инвестиции в подновяване на електроразпределителната мрежа, технологичните загуби може да се дължат и на търговски загуби в резултат на нерегламентиран достъп до средствата за търговско измерване на електрическа енергия, както и в резултат на неправилно отчитане на потребената електрическа енергия от измервателните уреди. Политиката на Дружеството за намаляване на кражбите и злоупотребите при средствата за търговско измерване, включва редовни проверки за установяване на нарушения и взимане на мерки за подмяна на съществуващите индукционни електромери с т. нар. „интелигентни“ електромери, които отчитат опитите за манипулации и позволяват електрозахранването да бъде прекратено дистанционно. През 2007 г. и 2008 г. Дружеството осъществи подмяна на съществуващите индукционни електромери с новозакупени статични при по-добри метрологични характеристики, с цел намаляване на търговските загуби на електрическа енергия. През 2012 и 2013 г. дружеството закупи и инсталира значителен брой „интелигентни“ електромери (Smart meters). Едновременно с това се осъществи и продължава изнасяне на електромерните табла на границата на собственост, в съответствие със законодателството. Дружеството ще продължи да инвестира в интелигентни измервателни средства и системи, които позволяват точно и своевременно отчитане на използваната електроенергия, както и да полага усилия за намаляване на технологичните загуби по мрежата. В съответствие с изискванията на европейските либерализационни пакети, дружеството – обект на предложението, ще продължи да осъществява дейността си организационно и функционално независимо от дейността по доставка на електроенергия, осъществявана от други дружества в рамките на същата икономическа група. Дружеството възнамерява да оптимизира резултатите си и въз основа на дейността си на координатор на балансираща група.

- **Ресурси за реализация**

Поради това, че дейността на Дружеството е изцяло регулирана, финансовите ресурси за реализация на стратегическия план на Предложителя по отношение на Дружеството са поставени в зависимост от държавната политика в сектора „Електроенергетика“, в частност от нормативната уредба и актовете на енергийния регулатор.

- **Дейност на дружеството**

Плановите на Предложителя са Дружеството да продължи да осъществява същата лицензионна дейност и през следващите 5-8 години в съответствие с нормативната уредба и актовете на енергийния регулатор.

- **Анализ на пазарната среда**

Съгласно действащия към датата на регистрацията на Търговото предложение Закон за енергетиката за една обособена територия се издава само една лицензия за разпределение на електроенергия, поради което се очаква Дружеството да продължи да бъде естествен монополист на пазара, на който оперира, и да не бъде изложено на конкурентен натиск от други предприятия. Клиенти на

Дружеството са всички потребители на електроенергия, които са присъединени към разпределителната мрежа на ниско и средно напрежение в границите на лицензионната му територия, както и търговците на свободния пазар, които доставят до клиенти, локализирани на тази територия. Количеството на разпределената от Дружеството енергия зависи пряко от потреблението на електроенергия в региона, което от своя страна зависи от икономическия растеж и използването на технологии с енергоизточници, различни от електрическа енергия. Следва да се има предвид, че приложението на все по - енергоефективни технологии в икономиката също води до намаление на количеството използвана електроенергия. Предложителят не очаква значително увеличение на обема на пазара в краткосрочен план (като регулираният пазар се ограничава по обем и от дейността на търговците на свободния пазар, които продават на клиенти в лицензионната територия).

- **Организация и управление**

Дружеството – обект на предложението има двустепенна система на управление, която се състои от Надзорен и Управителен съвет. Към момента на регистрация на Търговото предложение Предложителят не възнамерява да извършва промени в нея.

- **Маркетингов план - целеви сегменти, стратегия за обхващане на пазара, план на продажбите, дистрибуция и реклама**

Дружеството осъществява естествено монополна и регулирана дейност при одобрени от КЕВР общи условия, която не е изложена на конкуренция, поради което стратегии за целеви сегменти, обхващане на пазара, план на продажбите, дистрибуция и реклама, са неприложими.

- **Инвестиции**

Разходите на дружеството за инвестиции се утвърждават от КЕВР за определен регулаторен период, като Дружеството е принудено да се съобразява с това външно обстоятелство при изпълнение на инвестиционната си политика. Дружеството посочва необходимите средства за инвестиции в ценовите си заявления, като обичайно утвърдените от регулатора средства са в по-малък размер от заявените. Инвестициите, които Дружеството ще продължи да извършва, са предопределени от предмета на осъществяваната дейност и издадената му лицензия и са в няколко направления:

- ✓ Инвестиции в подобряване на качеството и непрекъснатостта на снабдяването;
- ✓ Инвестиции за развитието на мрежата:
 - съоръжения за нови присъединявания, изградени от дружеството;
 - съоръжения за нови присъединявания, изградени от инвеститора съгласно приложимото законодателство;
- ✓ Инвестиции в подмяна на стари активи, включително средства за търговско измерване;
- ✓ Инвестиции за техническа модернизация на мрежата;
- ✓ Инвестиции в изкупуване на енергийни обекти съгласно параграф 4 от ЗЕ.

- **Очаквани резултати и времеви график –**

Стратегията на Дружеството - обект на търгово предложение е дългосрочна и изисква значителни инвестиции, поради което резултатите се очаква да се проявят в дългосрочен план (5 и повече години).

- **Намерения относно Предложителя**

Предложителят е по естеството си холдингово дружество, което притежава акции и дялове в други дружества и чиято основна дейност няма да бъде променена от търговото предложение, което не се очаква да се отрази на съществуването, размера на капитала, политиката на дивиденди, основната дейност и стратегия, управителните органи и техния състав, условията по трудовите договори (не се очаква въздействие върху служителите на Предложителя). Следва да се има предвид и че преди датата на регистрация на Търговото предложение Предложителят е мажоритарен акционер и

упражнява контрол върху дружеството – обект на търговото предложение, поради което Търговото предложение няма да доведе до промяна в контрола. Стратегическият план на Предложителя е да поддържа досегашната си дейност при същите условия, като намали административните разходи на корпоративната група при отписването на дружеството - обект на търгово предложение като публично дружество. Предложителят не оперира в конкурентна среда и няма самостоятелен пазар, не поддържа маркетингов план и стратегия, не извършва самостоятелни инвестиции извън корпоративната група. Очакваните резултати се очаква да се проявят в средносрочен план (1-3 години) при успешно провеждане на Търговото предложение.

12. Информация за приложимия ред, ако Търговото предложение бъде оттеглено от Предложителя

След публикуването му Търговото предложение не може да бъде оттеглено от Предложителя, освен: (а) когато предложението не може да бъде осъществено поради обстоятелства, намиращи се извън контрола на Предложителя, не е изтекъл срока за приемането му и е налице одобрение за това от страна на КФН; или (б) чрез приемане на конкурентно търгово предложение /ако има такова/, при условие че такова приемане се случва не по-късно от 10 дни преди изтичане на срока за приемане на конкурентното търгово предложение.

В деня на регистрация на заявлението за оттеглянето пред КФН Предложителят уведомява управителния орган на Дружеството - обект на Търгово предложение, представителите на своите служители или на служителите, когато няма такива представители, както и регулирания пазар, на който са допуснати до търговия акциите на дружеството.

В 7-дневен срок от уведомяването за издаденото одобрение от КФН, Предложителят публикува в два централни ежедневника „Новинар“ и „Монитор“ съобщение за оттегляне на предложението.

КФН уведомява незабавно регулирания пазар, както и инвестиционния посредник или Централния депозитар, в които са депозирани удостоверителните документи за акциите, за издаденото по ал. 1 одобрение за оттегляне на Търговото предложение.

В случай че Предложителят е приел конкурентно търгово предложение, той регистрира оттеглянето на Търговото предложение в КФН и уведомява управителния орган на публичното дружество - обект на Търговото предложение, представителите на своите служители или служителите, когато няма такива представители, регулирания пазар на ценни книжа, на който са приети за търговия акциите на дружеството, както и инвестиционния посредник и Централния депозитар, в които са депозирани удостоверителните документи за акциите, за оттеглянето на предложението си. В такъв случай до края на работния ден, следващ деня на регистрацията и уведомяването Предложителят публикува съобщение за оттеглянето на Търговото предложение в два централни ежедневника „Новинар“ и „Монитор“.

В тридневен срок от получаването на уведомлението от КФН за издаденото одобрение за оттегляне на предложението, съответно от уведомлението от Предложителя за оттегляне на предложението чрез приемане на конкурентно Търгово предложение, ИП "БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД и Централният депозитар осигуряват условия за връщането на депозираните удостоверителни документи за акциите на приелите предложението акционери. В този случай всеки акционер на „Енерго-Про Мрежи“ АД, приел предложението, или негов изрично упълномощен пълномощник може да получи депозираните удостоверителни документи на местата, където са депозирани, при ИП "БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД на адрес: гр. София 1606, р-н Красно село, ул. „Дамян Груев“ №20, ет.2, ап.4, всеки работен ден от 9:30 до 16:30 часа – безсрочно; съответно, в офиса и в рамките на работното време на обслужващия ги инвестиционен посредник, чрез който са подали документите по приемане на Търговото предложение – безсрочно. Връщането става срещу представяне на молба (свободен текст), документ за самоличност,

удостоверение за актуално състояние - за юридическите лица, както и изрично нотариално заверено пълномощно - за пълномощниците. Връщането на документите не е ограничено със срок.

13. Информация за възможността приемането на предложението да бъде оттеглено от приелия го акционер

Приемането на предложението може да бъде оттеглено от акционер (или негов пълномощник с изрично нотариално заверено пълномощно), само преди изтичане на определения срок за приемане на предложението, съответно на удължения срок, ако е имало такъв. Приемането на предложението може да бъде оттеглено с подаване на изрично писмено волеизявление за оттегляне на приемането /по образец/. Оттеглянето се извършва в офиса на инвестиционния посредник, при който акционерът е депозирал удостоверителните документи и е приел търговото предложение (за ИП "БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД на адрес: гр. София 1606, р-н Красно село, ул. „Дамян Груев“ №20, ет.2, ап.4, всеки работен ден от 9:30 до 16:30 часа), чрез съответното волеизявление /чрез одобрен образец от КФН/ и по начин, аналогичен на приемането на търговото предложение, с представяне на съответните документи за легитимация, представителна власт и/или упълномощаване. При подаване на валидно писмено волеизявление за оттегляне на приемането на Търговото предложение, депозираните удостоверителни документи за притежаваните акции от капитала на „Енерго-Про Мрежи“ АД се връщат веднага на акционера, съответно на негов пълномощник, овластен с изрично нотариално заверено пълномощно. Връщането на депозираните удостоверителни документи става срещу представяне на документ за самоличност, удостоверение за актуална регистрация - за юридическите лица, както и изрично нотариално заверено пълномощно - за пълномощниците. Връщането на документите не е ограничено със срок.

Инвестиционните посредници уведомяват незабавно до края на работния ден „БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД за подадено в техния офис заявление за оттегляне на приемането на търговото предложение и броя на акциите по него, като изпращат оригинала от заявлението за оттегляне на „БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД най-късно до изтичане срока за приемане на предложението с приложени документи за легитимация и представителство.

След изтичане на срока за приемане на предложението акционерът не може да оттегли писменото си изявление за приемане на предложението и сделката за покупко-продажба на акции в резултат на Търговото предложение се счита сключена.

14. Достъп до годишните счетоводни отчети на Предложителя за последните 3 години.Получаване на допълнителна информация за Търговото предложение

Информация за дейността на Предложителя може да се намери на : <http://www.energo-pro.bg>.

Предложителят е учреден през 2012 г. и към датата на Търговото предложение има изготвени годишни финансови отчети на индивидуална и на консолидирана основа за 2012 г. и 2013 г. Годишните финансови отчети на Предложителя на индивидуална и на консолидирана основа за 2012 г. и 2013 г. са достъпни на адреса на управление на Предложителя и в офиса на упълномощения инвестиционен посредник като отчетите за 2012 г. и 2013 г. са обявени по партидата на Предложителя на интернет страницата на Търговския регистър към Агенцията по вписванията: www.brra.bg.

Допълнителна информация за Предложителя и за това предложение може да се получи в офиса на ИП "БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД на адрес: гр. София 1606, р-н Красно село, ул. „Дамян Груев“ №20, ет.2, ап.4, всеки работен ден от 9:30 до 16:30 часа.

15. Разходи по Търговото предложение

Обща сума на разходите на Предложителя, по осъществяване на търговото предложение, извън средствата, необходими за закупуване на акциите, е приблизително 37 000 лева (без ДДС), включително възнаграждението на инвестиционния посредник и неговите подизпълнители, и възнаграждението на юридическия консултант на Предложителя и неговите подизпълнители.

16. Централни ежедневници, в които Предложителят ще публикува Търговото предложение, становището на управителния орган на Дружеството и резултата от Търговото предложение

„Енерго-Про Варна“ ЕООД ще публикува настоящото Търгово предложение и резултатите от него, включително и становището на Управителния съвет на “Енерго-Про Мрежи“ АД във вестниците „Новинар“ и „Монитор“.

17. Приложимо право относно договорите между Предложителя и акционерите при приемане на Търговото предложение. Компетентен съд

Процедурата по търговото предложение, включително правилата, уреждащи взаимоотношенията между Предложителя, акционерите и дружеството – обект на Търговото предложение, се уреждат съгласно приложимото българско законодателство. В случай на възникване на спорове, същите ще се отнасят към компетентния български съд.

18. Право на Предложителя да изкупи акциите с право на глас в Общото събрание на дружеството, съгласно чл. 157а от ЗППЦК

Акционерите, към които е отправено настоящото Търгово предложение, следва да имат предвид, че ако Предложителят придобие в резултат на това търгово предложение поне 95% от акциите с право на глас на „Енерго-Про Мрежи“ АД, той ще има правото, независимо от и без съгласието на останалите акционери, в тримесечен срок от крайния срок на Търговото предложение да изкупи всички техни акции, по реда и условията, предвидени в чл.157а от ЗППЦК, и че това може да доведе до отписване на „Енерго-Про Мрежи“ АД от регистъра на публичните дружества, воден от КФН.

Изкупуването на акциите по горния ред се случва въз основа на отделно предложение, което подлежи на отделно одобрение от КФН в срок 14 дни от получаване на заявлението за издаване на одобрение. В тридневен срок от издаване на одобрението Предложителят е длъжен да представи предложението на „Енерго-Про Мрежи“ АД и БФБ, както и да го публикува в два централни ежедневника. Прехвърлянето на акциите и плащането на цената се извършват едновременно в срок 7 работни дни от публикуване на предложението.

19. Право на акционерите да изискат от Предложителя да изкупи, притежаваните от тях акции с право на глас в Общото събрание на “Енерго-Про Мрежи“ АД, съгласно чл. 157б от ЗППЦК

Акционерите, към които е отправено настоящото Търгово предложение следва да имат предвид, че ако Предложителят придобие в резултат на това или последващо търгово предложение поне 95% от акциите с право на глас на „Енерго-Про Мрежи“ АД, те ще имат правото в срок от три месеца да поискат от Предложителя и той ще бъде задължен да изкупи акциите на съответните акционери,

поискали това, в срок от 30 дни от получаване на искането, по реда и условията, предвидени в чл.157б от ЗППЦК.

20. Отписване на Дружеството от регистъра на Комисията

Съгласно чл. 150, ал. 3 от ЗППЦК акционерите следва да имат предвид, че след изтичане на срока за приемане на Търговото предложение дружеството – обект на Търговото предложение може да престане да бъде публично, дори и да не е изпълнено условието по чл. 119, ал. 1, т. 1 от ЗППЦК.

Съгласно чл. 150, ал. 3 от ЗППЦК Предложителят заявява, че след изтичане на срока на срока за приемане на Търговото предложение възнамерява да поиска отписване на дружеството – обект на Търговото предложение от регистъра на КФН.

21. Други данни, които по преценка на Предложителя имат съществено значение за осъществяването Търгово предложение

Предложителят счита, че не съществуват други данни или документи, които имат съществено значение за осъществяване на търговото предложение.

КОМИСИЯТА ЗА ФИНАНСОВ НАДЗОР НЕ НОСИ ОТГОВОРНОСТ ЗА ВЕРНОСТТА НА СЪДЪРЖАЩИТЕ СЕ В ПРЕДЛОЖЕНИЕТО ДАННИ.

ПРЕДЛОЖИТЕЛЯТ И УПЪЛНОМОЩЕНИЙТ ИП "БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ-ИП" ЕАД СА СОЛИДАРНО ОТГОВОРНИ ЗА ВРЕДИ, ПРИЧИНЕНИ ОТ НЕВЕРНИ, ЗАБЛУЖДАВАЩИ ИЛИ НЕПЪЛНИ ДАННИ В ПРЕДЛОЖЕНИЕТО.

ПРЕДЛОЖИТЕЛЯТ И УПЪЛНОМОЩЕНИЙТ ИНВЕСТИЦИОНЕН ПОСРЕДНИК "БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ" ЕАД С ПОЛОЖЕНИТЕ ПОДПИСИ ПОДОЛУ ДЕКЛАРИРАТ, ЧЕ НАСТОЯЩОТО ТЪРГОВО ПРЕДЛОЖЕНИЕ СЪОТВЕТСТВА НА ИЗИСКВАНИЯТА НА ЗАКОНА.

За „Енерго-Про Варна“ ЕООД:

Михаил Желев
Управител

За ИП "БАЛКАНСКА КОНСУЛТАНТСКА КОМПАНИЯ" ЕАД:

Александър Бебов
Изпълнителен директор

Петър Кръстев
Изпълнителен директор

Приложение 1

Енергийна стратегия на Република България до 2020 г.					
Базов сценарий	2005	2010	2015	2020	2030
БВП (000 МЕвро05)	21.9	25.8	30.5	34.7	42.2
Брутно вътрешно потребление (Мтне), в т.ч.:	20	19.1	20.2	21.6	22.1
Изкопаеми	6.9	7.1	7.8	7.4	5.8
Нефт	4.9	4.6	4.9	5	4.8
Природен газ	2.8	2.8	2.8	3	3.3
Ядрена енергия	4.8	3.8	3.8	5.6	7.4
Електрическа енергия	-0.7	-0.4	-0.5	-0.9	-1.1
ВИ	1.2	1.2	1.4	1.5	1.9
Нетен внос (Мтне)	9.5	9.5	10.4	9.9	9.6
Зависимост от внос (%)	47.4	49.5	51.5	45.8	43.3
Крайно енергийно потребление (Мтне)	9.6	9.8	10.5	11.1	11.7
Съотношение крайно/брутно (%)	48	51	52	51	53
Потребление на електроенергия (ТВтч)	36.4	35.5	37	39.3	45
Потребление на ел. енергия/БВП (000 МЕвро05), ТВтч	1.66	1.38	1.21	1.13	1.07
Средни разходи за п-во на ел. енергия (Евро05/Мвтч.)	34.5	38.7	53.7	63.7	68
Средна цена на ел. енергия (Евро05/Мвтч.)	59.1	62.6	75.3	91.5	109.7
Енергийна интензивност (Тне/Евро05)	913.3	742.5	661.9	623.6	524.9

Целеви сценарий	2005	2020
Енергийна интензивност (Тне/Евро05)	913.3	456
Брутно вътрешно потребление (Мтне)	20	15.8
Крайно енергийно потребление (Мтне)	9.6	9.16
Съотношение крайно/брутно (%)	48	58
Зависимост от внос на нефт и природен газ (%)	38	48
Дял на ВИ в крайното потребление (%)	9.4	16 (кориг.)
Енергия от ВИ, крайно потребление (Мтне)		1.4656

Отчетени и актуализирани прогнозни стойности	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
БВП (000 МЕвро05), МВФ, Октомври 2014 и БКК	26.77	28.02	28.27	28.52	28.59	28.99	29.59	30.48	31.40	32.34	
Потребление на електроенергия (ТВтч), НСИ	37.6	39.7	39.1	37.9							
Потребление/БВП	1.40	1.42	1.38	1.33							
Потребление/БВП, базов сценарий, калкулации на база на енергийна стратегия	1.38	1.34	1.30	1.27							
Потребление/БВП, целеви сценарий, калкулации на база на енергийна стратегия	1.38	1.29	1.21	1.13							
Потребление/БВП, базов сценарий	1.40	1.42	1.38	1.33	1.09	1.09	1.11	1.12	1.14	1.16	
Разлика с планираното в стратегията, индекс	1.02	1.06	1.06	1.04							
Потребление/БВП, целеви сценарий	1.40	1.42	1.38	1.33	1.08	1.06	1.05	1.04	1.04	1.06	
Потребление на електроенергия (ТВтч), България, базов сценарий	37.6	39.7	39.1	37.9	31.16	31.56	32.74	34.27	35.89	37.59	
Потребление на електроенергия (ТВтч), България, целеви сценарий	37.6	39.7	39.1	37.9	30.88	30.75	30.96	31.80	32.68	34.12	
Нетно/брутно потребление, ел. енергия, ядрена енергия, ел. енергия от ВИ, % (на база данни на НСИ)	88.41	87.57	88.49	89.47							
Нетно/брутно потребление, ел. енергия, ядрена енергия, ел. енергия от ВИ, %, базов сц.	88.41	87.57	88.49	89.47	89.70	89.93	89.73	89.53	89.32	89.12	
Нетно/брутно потребление, ел. енергия, ядрена енергия, ел. енергия от ВИ, %, целеви сц.	88.41	87.57	88.49	89.47	90.59	91.71	92.83	93.94	95.06	96.18	
Нето потребление на електроенергия (ГВтч), България, базов сценарий ("висок")	33,242	34,765	34,600	33,909	33,367	28,387	29,378	30,684	32,056	33,498	35,005
Нето потребление на електроенергия (ГВтч), България, целеви сценарий ("нисък")	33,242	34,765	34,600	33,909	33,367	28,199	28,738	29,871	31,065	32,818	34,670
Средна стойност	33,242	34,765	34,600	33,909	33,367	28,293	29,058	30,278	31,561	33,158	34,837

Нетно вътрешно потребление (ГВтч), НСИ																	
	Месеци															%	
Година	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Общо	Ян-Юн	Юли-Дек	Ян-Юн	Юли-Дек
2001	3,637	3,186	2,872	2,652	2,245	2,087	2,161	2,182	2,129	2,463	3,143	3,937	32,694	16,679	16,015	51.02	48.98
2002	3,759	2,849	2,928	2,688	2,141	2,113	2,182	2,142	2,187	2,592	2,888	3,565	32,034	16,478	15,556	51.44	48.56
2003	3,514	3,392	3,253	2,733	2,145	2,077	2,238	2,236	2,195	2,629	2,871	3,314	32,597	17,114	15,483	52.50	47.50
2004	3,565	3,094	2,904	2,382	2,239	2,162	2,273	2,220	2,198	2,447	2,812	3,227	31,523	16,346	15,177	51.85	48.15
2005	3,244	3,075	3,069	2,511	2,302	2,242	2,373	2,357	2,306	2,681	3,028	3,339	32,527	16,443	16,084	50.55	49.45
2006	3,623	3,155	3,102	2,479	2,420	2,152	2,433	2,498	2,423	2,686	3,065	3,394	33,430	16,931	16,499	50.65	49.35
2007	3,333	2,970	3,218	2,556	2,484	2,474	2,592	2,584	2,453	2,826	3,281	3,638	34,409	17,035	17,374	49.51	50.49
2008	3,865	3,348	2,988	2,648	2,484	2,428	2,592	2,620	2,538	2,748	3,050	3,375	34,684	17,761	16,923	51.21	48.79
2009	3,686	3,148	3,177	2,472	2,355	2,355	2,537	2,471	2,355	2,674	2,864	3,319	33,413	17,193	16,220	51.46	48.54
2010	3,568	3,156	3,123	2,528	2,363	2,325	2,476	2,584	2,304	2,812	2,650	3,323	33,212	17,063	16,149	51.38	48.62
2011	3,630	3,268	3,286	2,601	2,380	2,450	2,595	2,577	2,446	2,837	3,246	3,425	34,741	17,615	17,126	50.70	49.30
2012	3,725	3,725	3,232	2,536	2,416	2,449	2,683	2,609	2,376	2,472	2,875	3,498	34,596	18,083	16,513	52.27	47.73
2013	3,610	3,162	3,241	2,701	2,306	2,358	2,513	2,520	2,395	2,697	2,869	3,502	33,874	17,378	16,496	51.30	48.70
2014	3,461	3,007	2,921	2,641	2,487	2,415	2,551	2,539									
															средна	51.22	48.78

ГВтч, Регулаторни периоди	1		2		3		4		5		6	
	7-12, 2014	1-6, 2015	7-12, 2015	1-6, 2016	7-12, 2016	1-6, 2017	7-12, 2017	1-6, 2018	7-12, 2018	1-6, 2019	7-12, 2019	1-6, 2020
Нето потребление на електроенергия (ГВтч), България, базов сценарий	13,884	14,539	13,848	15,047	14,331	15,716	14,968	16,418	15,638	17,157	16,341	17,929
Нето потребление на електроенергия (ГВтч), България, целеви сценарий	13,884	14,443	13,756	14,719	14,019	15,299	14,572	15,911	15,154	16,809	16,009	17,757
Средна стойност	13,884	14,491	13,802	14,883	14,175	15,507	14,770	16,165	15,396	16,983	16,175	17,843
За регулиран пазар, %	57	53	53	51	51	49	49	47	47	45	45	44
За свободен пазар, %	39	45	45	48	48	50	50	53	53	55	55	55

За регулиран пазар, (ГВтч)												
Базов сценарий	7,977	7,633	7,270	7,617	7,255	7,661	7,297	7,696	7,330	7,721	7,353	7,889
Целеви сценарий	7,977	7,583	7,222	7,452	7,097	7,458	7,104	7,458	7,104	7,564	7,204	7,813
Средна стойност	7,977	7,608	7,246	7,534	7,176	7,560	7,200	7,577	7,217	7,642	7,279	7,851
За свободен пазар, (ГВтч)												
Базов сценарий	5,458	6,554	6,242	7,186	6,845	7,927	7,550	8,722	8,308	9,436	8,988	9,861
Целеви сценарий	5,458	6,511	6,201	7,030	6,696	7,717	7,350	8,453	8,051	9,245	8,805	9,767
Средна стойност	5,458	6,532	6,222	7,108	6,770	7,822	7,450	8,587	8,179	9,341	8,896	9,814
За периода												
Нето потребление на електроенергия (ГВтч), България, базов сценарий	28,423		28,895		30,047		31,387		32,795		34,270	
Нето потребление на електроенергия (ГВтч), България, целеви сценарий	28,327		28,475		29,318		30,483		31,963		33,767	
Средна стойност	28,375		28,685		29,683		30,935		32,379		34,018	
За регулиран пазар, (ГВтч)												
Базов сценарий	15,610		14,888		14,917		14,993		15,051		15,242	
Целеви сценарий	15,560		14,674		14,556		14,562		14,668		15,017	
Средна стойност	15,585		14,781		14,736		14,778		14,859		15,130	
За свободен пазар, (ГВтч)												
Базов сценарий	12,012		13,429		14,772		16,273		17,744		18,848	
Целеви сценарий	11,969		13,231		14,413		15,803		17,296		18,572	
Средна стойност	11,991		13,330		14,593		16,038		17,520		18,710	

Приложение 2

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Бележки
Дял на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, %	9.5	9.8	9.9	10	10.7	12.1	13.7	13.9	17	Източник: НСИ, допуска се същата стойност към настоящия момент
Дял на възобновяемата енергия в брутното крайно потребление на енергия, %	9.6	9.5	9.7	9.4	10.7	12.4	14.4	14.6	16.3	Източник: НСИ

Целеви показател за 2020 г.				Бележки
Дял на ВИ в крайното потребление (%)			Дял на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, %	
Целева стойност	16	"Нисък" сценарий	16.7	Прогнозата за дела на ел. енергията произведена от ВИ е получена при допускане за пропорционално изменение с дела на ВИ в крайното енергийно потребление

Ел. енергия от ВИ, ГВтч	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	При допускане, че относителният дял на електроенергията от ВИ съвпада с относителния дял на ВИ в крайното потребление на ел. енергия
% дял	17.0	17.0	16.9	16.9	16.8	16.8	16.7	16.7	

КЕВР намира допълнителните разходи по изкупуването на електроенергия от ВИ за икономически необосновани и е сезирала Европейската комисия (ЕК) за наличието на прекомерна държавна помощ, произтичаща от тях с цел правилата да бъдат изменени. В тази връзка разглеждаме и сценарий, при който делът на изкупуваната електрическа енергия от ВИ по преференциални цени се намалява.

ГВтч, Регулаторни периоди, енергия от ВИ	1		2		3		4		5		6	
	7-12, 2014	1-6, 2015	7-12, 2015	1-6, 2016	7-12, 2016	1-6, 2017	7-12, 2017	1-6, 2018	7-12, 2018	1-6, 2019	7-12, 2019	1-6, 2020
"Висок" сценарий	2,767	2,464	2,347	2,542	2,421	2,647	2,521	2,757	2,626	2,872	2,735	2,992

"Нисък" сценарий	2,767	2,448	2,331	2,487	2,369	2,577	2,454	2,672	2,545	2,814	2,680	2,963
Базов сценарий	2,767	2,456	2,339	2,515	2,395	2,612	2,488	2,714	2,585	2,843	2,708	2,977
За периода												
"Висок" сценарий		5,231		4,889		5,068		5,278		5,498		5,727
"Нисък" сценарий		5,215		4,818		4,946		5,126		5,358		5,643
Базов сценарий		5,223		4,854		5,007		5,202		5,428		5,685
При допускане за понижаване на квотите ("висок" сц. за потребление на енергия)												
ВИ по цени на Обществения доставчик	752	697	664	747	712	807	769	871	830	939	895	979
ВИ в т.ч. ВЕЦ	1,059	915	872	916	873	925	881	932	888	939	895	979
ВЕЦ в състава на НЕК	957	852	811	879	837	915	872	953	908	993	946	1,034
За периода												
ВИ по цени на Обществения доставчик		1,449		1,411		1,519		1,640		1,769		1,874
ВИ в т.ч. ВЕЦ		1,974		1,788		1,797		1,813		1,828		1,874
ВЕЦ в състава на НЕК		1,809		1,690		1,752		1,825		1,901		1,980
При допускане за понижаване на квотите ("нисък" сц. за потребление на енергия)												
ВИ по цени на Обществения доставчик	752	692	659	731	696	786	749	844	804	920	877	969
ВИ в т.ч. ВЕЦ	1,059	909	866	896	854	900	857	904	861	920	877	969
ВЕЦ в състава на НЕК	957	846	806	860	819	891	849	924	880	973	927	1,024
За периода												
ВИ по цени на Обществения доставчик		1,444		1,390		1,482		1,593		1,725		1,846
ВИ в т.ч. ВЕЦ		1,968		1,762		1,754		1,761		1,781		1,846
ВЕЦ в състава на НЕК		1,803		1,666		1,710		1,772		1,853		1,951

Приложение 3

ГВтч, Регулаторни периоди	1		2		3		4		5		6	
	7-12, 2014	1-6, 2015	7-12, 2015	1-6, 2016	7-12, 2016	1-6, 2017	7-12, 2017	1-6, 2018	7-12, 2018	1-6, 2019	7-12, 2019	1-6, 2020
Марица-изток 1 ЕАД	1,178	1,236	1,178	1,236	1,178	1,236	1,178	1,236	1,178	1,236	1,178	1,236
Марица-изток 3 АД	1,540	1,616	1,540	1,616	1,540	1,616	1,540	1,616	1,540	1,616	1,540	1,616
Топлофикационни централи	837	879	837	879	837	879	837	879	837	879	837	879
Заводски централи	473	496	473	496	473	496	473	496	473	496	473	496
За периода												
Марица-изток 1 ЕАД	2,414		2,414		2,414		2,414		2,414		2,414	
Марица-изток 3 АД	3,156		3,156		3,156		3,156		3,156		3,156	
Топлофикационни централи	1,716		1,716		1,716		1,716		1,716		1,716	
Заводски централи	969		969		969		969		969		969	
При допускане за понижаване на квотите												
Марица-изток 1 ЕАД	1,178	1,217	1,159	1,035	986	1,071	1,020	1,119	1,066	1,169	1,113	1,221
Марица-изток 3 АД	1,540	1,591	1,515	1,353	1,289	1,400	1,334	1,463	1,393	1,528	1,455	1,597
Топлофикационни централи	837	865	824	736	701	762	725	795	758	831	791	868
Заводски централи	473	488	465	415	396	430	409	449	428	469	447	490
За периода												
Марица-изток 1 ЕАД	2,394		2,194		2,057		2,139		2,234		2,335	
Марица-изток 3 АД	3,130		2,868		2,689		2,796		2,921		3,052	
Топлофикационни централи	1,702		1,560		1,462		1,521		1,588		1,660	
Заводски централи	961		881		826		859		897		937	

КЕВР намира допълнителните разходи по изкупуването на електроенергия от МИ1 и МИ3 по дългосрочни договори за икономически необосновани и е сезирала Европейската комисия (ЕК) за наличието на прекомерна държавна помощ, произтичаща от тях с искане за прекратяване на споразуменията. Жалба на същото основание КЕВР е подала до ЕК и по отношение правилата за изкупуване на енергия от ВИ, където е налице също прекомерна държавна помощ според КЕВР. В тази връзка разглеждаме и сценарий, при който делът на изкупуваната електрическа енергия по силата на тези договори намалява.

Приложение 4

Приемаме, че с икономическия растеж и необходимостта да се засили пазарния принцип в ценообразуването, КЕВР ще признава в по-голяма степен необходимите разходи с ценообразуваща цел.

Сценарий за цена на Обществения доставчик при високо потребление на електроенергия без предоговаряне на квотите за енергия от ВИ по преференциални цени, изкупената според дългосрочни договори по преференциални цени, както и от топлофикационни и заводски централи

	Приключва:	2016	2017	2018	2019	2020	Бележки
	Период 7'14/7'15	2	3	4	5	6	
	Утвърдени от КЕВР						
Сценарий при високи количества потребена енергия							
Общо потребление	28,233	28,895	30,047	31,387	32,795	34,270	
Общо потребление на свободен пазар	11,100	13,429	14,772	16,273	17,744	18,848	
Общо потребление на регулиран пазар, в т.ч.:	16,222	14,888	14,917	14,993	15,051	15,242	
АЕЦ и ТЕЦ МИ 2	3,365	1,744	1,593	1,460	1,298	1,260	
АЕЦ							
Утвърдени от Комисията							
Постоянни разходи за разполагаемост	82,317	52,918	46,536	41,524	36,194	34,602	Съобразено с намаляването дела на регулirания пазар в енергийния пазар
Разполагаемост (Гвтч.)	5,995	3,106	2,839	2,602	2,313	2,245	
Променливи разходи, в т.ч.	86,502	44,178	40,620	37,463	33,518	32,744	
Гориво	63,023	31,746	29,010	26,588	23,637	22,942	На база очакваните изменения в количествата и цените на горивата
Консумативи	350	185	173	162	147	146	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация

Други	5,378	2,848	2,659	2,491	2,263	2,245	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Невключени в горните три	17,751	9,399	8,778	8,222	7,470	7,410	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Енергия за регул. пазар (Гвтч.)	5,654	2,929	2,677	2,453	2,181	2,117	
Утвърдени приходи за ел. енергия	86,502	44,178	40,620	37,463	33,518	32,744	
Утвърдени приходи за разполагаемост	82,317	52,918	46,536	41,524	36,194	34,602	
Общо утвърдени приходи	168,819	97,096	87,156	78,987	69,712	67,346	
Квота за енергия (Гвтч.)	1,710	886	809	742	660	640	
Квота за разполагаемост (Гвтч.)	1,831	948	867	794	706	685	
Цена за енергия, лв/Мвтч.	15.30	15.08	15.18	15.27	15.37	15.47	
Цена за разполагаемост, лв/Мвтч.	13.73	17.04	16.39	15.96	15.65	15.41	
Приходи от енергия	26,159	13,360	12,284	11,329	10,136	9,902	
Приходи от разполагаемост	25,133	16,157	14,208	12,678	11,051	10,565	
Общо приходи от регулиран пазар	51,291	29,516	26,492	24,007	21,187	20,466	
Цена, по която НЕК изкупува енергия от АЕЦ за регулиран пазар	30.00	33.32	32.73	32.36	32.12	31.97	
Разполагаемост/енергия, ценообразуващи количества	1.06						
Разполагаемост/енергия, база квоти	1.07						
Постоянни разходи за разполагаемост/разполагаемост	13.73						
% за АЕЦ от АЕЦ+МИИ2	50.80						

ТЕЦ МИ 2							
Утвърдени от Комисията							
Постоянни разходи за разполагаемост	215,778	114,571	104,635	95,846	85,162	82,618	
Разполагаемост (Гвтч.)	9,878	5,118	4,677	4,286	3,811	3,699	
Променливи разходи, в т.ч.	327,981	173,683	158,385	144,862	133,113	133,403	
Гориво	228,365	118,318	108,120	99,093	88,095	85,506	Допускаме, че непризнатите от комисията променливи разходи са за сметка на горивото (на база информацията от решението за утвърждаване на цени от 30.06.2014)
Консумативи	14,544	7,535	6,886	6,311	5,611	5,446	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Емисии въглероден диоксид	80,589	45,456	41,162	37,381	37,520	40,580	На база очакваните изменения в количествата и цените на емисиите
Други	4,483	2,374	2,217	2,077	1,887	1,872	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Енергия за регул. пазар (Гвтч.)	7,426	3,847	3,516	3,222	2,865	2,780	
Утвърдени приходи за ел. енергия	327,976	173,683	158,385	144,862	133,113	133,403	
Утвърдени приходи за разполагаемост	238,339	114,571	104,635	95,846	85,162	82,618	
Общо утвърдени приходи	566,315	288,255	263,020	240,708	218,275	216,021	
Квота за енергия (Гвтч.)	1,656	858	784	718	639	620	
Квота за разполагаемост (Гвтч.)	1,656	858	784	718	639	620	
Цена за енергия, лв/Мвтч.	44.17	45.14	45.05	44.96	46.47	47.98	
Цена за разполагаемост, лв/Мвтч.	24.13	22.39	22.37	22.36	22.35	22.34	
Приходи от енергия	73,128	38,726	35,315	32,300	29,680	29,745	
Приходи от разполагаемост	39,950	19,204	17,539	16,065	14,275	13,848	
Общо приходи от регулиран пазар	113,078	57,930	52,854	48,365	43,955	43,593	

Цена, по която НЕК изкупува енергия от ТЕЦ МИ2 за регулиран пазар	68.30	67.53	67.42	67.32	68.82	70.32	
Разполагаемост/енергия, ценообразуващи количества	1.33						
Разполагаемост/енергия, база квоти	1.00						
Постоянни разходи за разполагаемост/разполагаемост	21.84						
% за АЕЦ от АЕЦ+МИИ2	49.20						
Енергия от ВИ, вкл. ВЕЦ в състава на НЕК	4,601	4,889	5,068	5,278	5,498	5,727	Прави се допускане за запазване на структурата на произхода на енергията от тези източници
ВИ по цени на Обществения доставчик	1,250	1,329	1,377	1,434	1,494	1,556	
Дял, %	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	156,688	173,839	181,898	191,192	201,811	215,410	
Цена, лв/Мвтч.	125.32	130.85	132.08	133.31	135.09	138.42	
ВИ в т.ч. ВЕЦ	1,760	1,870	1,939	2,019	2,103	2,191	
Дял, %	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	526,403	571,633	605,628	644,552	686,144	730,499	
Цена, лв/Мвтч.	299.06	305.64	312.36	319.23	326.26	333.43	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
ВЕЦ в състава на НЕК	1,591	1,690	1,752	1,825	1,901	1,980	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	101,244	109,943	116,481	123,968	131,967	140,498	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Цена, лв/Мвтч.	63.64	65.04	66.47	67.93	69.43	70.95	
Топлофикационни централи	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	323,209	323,209	323,209	323,209	323,209	323,209	На база очакваните изменения в количествата и цените на въглищата. За целите на оценката приемаме количествата, които НЕК изкупува

							от тези централи, за постоянни.
Цена, лв/Мвтч.	188.34	188.34	188.34	188.34	188.34	188.34	
Заводски централи	969	969	969	969	969	969	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	127,630	127,630	127,630	127,630	127,630	127,630	
Цена, лв/Мвтч.	131.73	131.73	131.73	131.73	131.73	131.73	На база очакваните изменения в количествата и цените на въглищата. За целите на оценката приемаме количествата, които НЕК изкупува от тези централи, за постоянни.
Марица-изток 1 ЕАД	2,414	2,414	2,414	2,414	2,414	2,414	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	218,096	218,096	218,096	218,096	218,096	218,096	Разликата с решение на КЕВР от 30.06.2014 г се дължи на закръглени
Цена, лв/Мвтч.	90.35	90.35	90.35	90.35	90.35	90.35	Енергията се изкупува на база дългосрочни договори за цялата разполагаемост по преференциални цени
Марица-изток 3 АД	3,156	3,156	3,156	3,156	3,156	3,156	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	223,690	223,690	223,690	223,690	223,690	223,690	Разликата с решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г се дължи на закръглени
Цена, лв/Мвтч.	70.88	70.88	70.88	70.88	70.88	70.88	Енергията се изкупува на база дългосрочни договори за цялата разполагаемост по преференциални цени
Енергиен микс (преди енергия от ВИ, изкупувана по цена на ОД), лв/Мвт.ч	112.53	122.55	125.12	127.85	130.99	133.55	
Енергиен микс, лв /Мвтч.	113.51	123.29	125.76	128.37	131.40	134.04	
Компенсация на неизкупената разполагаемост от МИ1 и МИ3 за 2013/2014 г.							
НЕК, обществена доставка, лв/Мвтч	2.60	2.81	2.87	2.93	3.00	3.06	На база 2.29% от необходимите приходи по енергийния микс и очакваните количества енергия за регулиран пазар (според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г.)

Приходи, утвърдени от ДКЕВР, '000 лв.	42,176	41,780	42,741	43,896	45,149	46,613	
Компенсация на неизкупената разполагаемост от МИ1 и МИ3 за 2013/2014 г.	87,172	87,172	87,172	87,172	87,172	87,172	Според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г. Допускаме формирането на подобен дисбаланс и последващото му компенсиране по сходен начин до края на прогнозния период
Цена, лв/Мвтч.	5.37	5.86	5.84	5.81	5.79	5.72	
Компенсация на разходите по ПАВЕЦ до стартирането на балансиращия пазар 01.06.2014 г.	68,200	81,052	81,052	81,052	81,052	0	Според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г.
Цена, лв/Мвтч.	4.20	5.44	5.43	5.41	5.39	0.00	
Компенсация на разходите на Обществения доставчик за Зелена енергия за периода 2012/2013 г.	45,694	40,977	39,482	37,991	36,500		Според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г., пропорционално на дела на регулирания пазар в общото потребление
Цена, лв/Мвтч.	2.82	2.75	2.65	2.53	2.43	0.00	
Компенсация на неизкупената разполагаемост от МИ1 и МИ3 за първо полугодие на 2013 г.	34,369						Според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г.
Цена, лв/Мвтч.	2.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Компенсация на разходи, свързани с обекти, представляващи критична инфраструктура	3,618	3,698	3,779	3,862	3,947	4,034	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация. За целите на оценката приемаме количествата, които НЕК изкупува от тези централи, за постоянни.
Цена, лв/Мвтч.	0.22	0.25	0.25	0.26	0.26	0.26	
Цена на енергийния микс преди задълженията към обществото за свободен пазар и енергия от ВИ, изкупувани по цени на ОД	129.86	141.33	143.90	146.58	149.72	143.62	

Задължения към обществото, ДКЕВР	-210,129	-205,437	-223,432	-243,281	-261,601	-299,454	Текущ период - според решение на ДКЕВР от 01.10.2014 г. Формирани като разлика между необходимите разходи за закупуване на енергия от ВИ, заводски централи и топлоцентрали и разходите за същите количества, закупени по цена на ОД, за количествата на свободния пазар (според официална Методология)
Цена, лв/Мвтч.	-12.95	-13.80	-14.98	-16.23	-17.38	-19.65	
Приходи от такса вятърни и фотоволтаични централи	57,500	0	0	0	0	0	Според решение на ДКЕВР от 01.10.2014 г.*
Цена, лв/Мвтч.	3.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Невъзстановени от Фонда за въглеродни емисии разходи	63,370	63,370	63,370	63,370	63,370	63,370	Според решение на ДКЕВР от 01.10.2014 г. Допускаме подобни разходи и за следващите два ценови периода
Невъзстановени разходи, подлежащи на възстановяване - 495 016 хил. лв						165,005	Допускаме 1/3 от сумата за 6-тия ценови период
Цена на електрическа енергия за регулиран пазар, лв/Мвтч.	125.32	130.85	132.08	133.31	135.09	138.42	
Изменение, %		4.42	0.94	0.93	1.34	2.46	
Цена за закупуване на енергия за технологични разходи от ЕРП, лв/Мвтч							
Обща цена за пренос и достъп (ЕСО)	7.98	7.90	7.71	7.60	7.49	7.38	
Цена на АЕЦ	30.00	33.32	32.73	32.36	32.12	31.97	
Обща цена	37.98	41.22	40.44	39.96	39.61	39.35	

Базов сценарий за цена на Обществения доставчик – базови количества потребявана енергия, без предоговаряне на квотите за енергия от ВИ по преференциални цени, изкупената според дългосрочни договори по преференциални цени, както и от топлофикационни и заводски централи

	Приключва:	2016	2017	2018	2019	2020	Бележки
	Период 7'14/7'15	2	3	4	5	6	
	Утвърдени от ДКЕВР						
Сценарий при базисни количества потребена енергия							
Общо потребление	28,233	28,685	29,683	30,935	32,379	34,018	
Общо потребление на свободен пазар	11,100	13,330	14,593	16,038	17,520	18,710	
Общо потребление на регулиран пазар, в т.ч.:	16,222	14,781	14,736	14,778	14,859	15,130	
АЕЦ и ТЕЦ МИ 2	3,365	1,672	1,474	1,321	1,176	1,190	
АЕЦ							
Утвърдени от Комисията							
Постоянни разходи за разполагаемост	82,317	50,745	43,058	37,554	32,796	32,673	Съобразено с намаляването дела на регулирания пазар в енергийния пазар
Разполагаемост (Гвтч.)	5,995	2,979	2,626	2,353	2,096	2,120	
Променливи разходи, в т.ч.	86,502	42,364	37,585	33,882	30,371	30,919	
Гориво	63,023	30,442	26,842	24,046	21,417	21,663	На база очакваните изменения в количествата и цените на горивата
Консумативи	350	178	160	147	133	138	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Други	5,378	2,731	2,461	2,253	2,051	2,120	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Невключени в горните три	17,751	9,013	8,122	7,436	6,769	6,997	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Енергия за регул. пазар (Гвтч.)	5,654	2,809	2,477	2,219	1,976	1,999	

Утвърдени приходи за ел. енергия	86,502	42,364	37,585	33,882	30,371	30,919
Утвърдени приходи за разполагаемост	82,317	50,745	43,058	37,554	32,796	32,673
Общо утвърдени приходи	168,819	93,109	80,643	71,436	63,166	63,592
Квота за енергия (Гвтч.)	1,710	849	749	671	598	604
Квота за разполагаемост (Гвтч.)	1,831	909	802	718	640	647
Цена за енергия, лв/Мвтч.	15.30	15.08	15.18	15.27	15.37	15.47
Цена за разполагаемост, лв/Мвтч.	13.73	17.04	16.39	15.96	15.65	15.41
Приходи от енергия	26,159	12,811	11,366	10,246	9,184	9,350
Приходи от разполагаемост	25,133	15,493	13,146	11,466	10,013	9,976
Общо приходи от регулиран пазар	51,291	28,304	24,512	21,712	19,197	19,326
Цена, по която НЕК изкупува енергия от АЕЦ за регулиран пазар	30.00	33.32	32.73	32.36	32.12	31.97
Разполагаемост/енергия, ценообразуващи количества	1.06					
Разполагаемост/енергия, база квоти	1.07					
Постоянни разходи за разполагаемост/разполагаемост	13.73					
% за АЕЦ от АЕЦ+МИИ2	50.80					
ТЕЦ МИ 2						
Утвърдени от Комисията		4,908	4,327	3,876	3,453	3,492
Постоянни разходи за разполагаемост	215,778	109,868	96,816	86,683	77,166	78,013
Разполагаемост (Гвтч.)	9,878	4,908	4,327	3,876	3,453	3,492
Променливи разходи, в т.ч.	327,976	166,553	146,550	131,013	120,614	125,968

Гориво	228,365	113,460	100,041	89,620	79,823	80,741	Допускаме, че непризнатите от комисията променливи разходи са за сметка на горивото (на база информацията от решението за утвърждаване на цени от 30.06.2014)
Консумативи	14,544	7,226	6,371	5,708	5,084	5,142	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Емисии въглероден диоксид	80,589	43,590	38,086	33,808	33,997	38,318	На база очакваните изменения в количествата и цените на емисиите
Други	4,483	2,276	2,051	1,878	1,710	1,767	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Енергия за регул. пазар (Гвтч.)	7,426	3,689	3,253	2,914	2,596	2,625	
Утвърдени приходи за ел. енергия	327,976	166,553	146,550	131,013	120,614	125,968	
Утвърдени приходи за разполагаемост	238,339	109,868	96,816	86,683	77,166	78,013	
Общо утвърдени приходи	566,315	276,420	243,365	217,696	197,780	203,981	
Квота за енергия (Гвтч.)	1,656	823	725	650	579	585	
Квота за разполагаемост (Гвтч.)	1,656	823	725	650	579	585	
Цена за енергия, лв/Мвтч.	44.17	45.14	45.05	44.96	46.47	47.98	
Цена за разполагаемост, лв/Мвтч.	24.13	22.39	22.37	22.36	22.35	22.34	
Приходи от енергия	73,128	37,136	32,676	29,212	26,893	28,087	
Приходи от разполагаемост	39,950	18,416	16,228	14,530	12,934	13,076	
Общо приходи от регулиран пазар	113,078	55,552	48,904	43,741	39,828	41,163	
Цена, по която НЕК изкупува енергия от ТЕЦ МИ2 за регулиран пазар	68.30	67.53	67.42	67.32	68.82	70.32	
Разполагаемост/енергия, ценообразуващи количества	1.33						

Разполагаемост/енергия, база квоти	1.00						
Постоянни разходи за разполагаемост/разполагаемост	21.84						
% за АЕЦ от АЕЦ+МИИ2	49.20						
Енергия от ВИ, вкл. ВЕЦ в състава на НЕК	4,601	4,854	5,007	5,202	5,428	5,685	Прави се допускане за запазване на структурата на произхода на енергията от тези източници
ВИ по цени на Обществения доставчик	1,250	1,319	1,361	1,414	1,475	1,545	
Дял, %	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2	27.2	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	156,688	173,151	180,708	189,708	200,428	214,541	
Цена, лв/Мвтч.	125.32	131.29	132.82	134.21	135.89	138.88	
ВИ в т.ч. ВЕЦ	1,760	1,857	1,915	1,990	2,076	2,175	
Дял, %	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	526,403	567,487	598,287	635,270	677,443	725,137	
Цена, лв/Мвтч.	299.06	305.64	312.36	319.23	326.26	333.43	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
ВЕЦ в състава на НЕК	1,591	1,678	1,731	1,799	1,877	1,966	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	101,244	109,146	115,069	122,183	130,294	139,467	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Цена, лв/Мвтч.	63.64	65.04	66.47	67.93	69.43	70.95	
Топлофикационни централи	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	323,209	323,209	323,209	323,209	323,209	323,209	На база очакваните изменения в количествата и цените на въглищата. За целите на оценката приемаме, че количествата, които НЕК изкупува от тези централи са постоянни
Цена, лв/Мвтч.	188.34	188.34	188.34	188.34	188.34	188.34	
Заводски централи	969	969	969	969	969	969	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	127,630	127,630	127,630	127,630	127,630	127,630	

Цена, лв/Мвтч.	131.73	131.73	131.73	131.73	131.73	131.73	На база очакваните изменения в количествата и цените на въглищата. За целите на оценката приемаме количествата, които НЕК изкупува от тези централи са постоянни.
Марица-изток 1 ЕАД	2,414	2,414	2,414	2,414	2,414	2,414	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	218,096	218,096	218,096	218,096	218,096	218,096	Разликата с решение на КЕВР от 30.06.2014 г се дължи на закръглени
Цена, лв/Мвтч.	90.35	90.35	90.35	90.35	90.35	90.35	Енергията се изкупува на база дългосрочни договори за цялата разполагаемост по преференциални цени
Марица-изток 3 АД	3,156	3,156	3,156	3,156	3,156	3,156	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	223,690	223,690	223,690	223,690	223,690	223,690	Разликата с решение на КЕВР от 30.06.2014 г се дължи на закръглени
Цена, лв/Мвтч.	70.88	70.88	70.88	70.88	70.88	70.88	Енергията се изкупува на база дългосрочни договори за цялата разполагаемост по преференциални цени
Енергиен микс (преди енергия от ВИ, изкупувана по цена на ОД), лв/Мвт.ч	112.53	122.80	125.56	128.37	131.45	133.80	
Енергиен микс, лв /Мвтч.	113.51	123.56	126.23	128.93	131.89	134.32	
НЕК, обществена доставка, лв/Мвтч	2.60	2.81	2.88	2.94	3.01	3.06	На база 2.29% от необходимите приходи по енергийния микс и очакваните количества енергия за регулиран пазар (според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г.)
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	42,176	41,565	42,370	43,441	44,730	46,359	
Компенсация на неизкупената разполагаемост от МИ1 и МИ3 за 2013/2014 г.	87,172	87,172	87,172	87,172	87,172	87,172	Според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г. Допускаме формирането на подобен дисбаланс и последващото му компенсиране по сходен начин до края на прогнозния период

Цена, лв/Мвтч.	5.37	5.90	5.92	5.90	5.87	5.76	
Компенсация на разходите по ПАВЕЦ до стартирането на балансиращия пазар 01.06.2014 г.	68,200	81,052	81,052	81,052	81,052		Според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г.
Цена, лв/Мвтч.	4.20	5.48	5.50	5.48	5.45	0.00	
Компенсация на разходите на Обществения доставчик за Зелена енергия за периода 2012/2013 г.	45,694	40,980	39,483	37,992	36,498		Според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г., пропорционално на дела на регулирания пазар в общото потребление
Цена, лв/Мвтч.	2.82	2.77	2.68	2.57	2.46	0.00	
Компенсация на неизкупената разполагаемост от МИ1 и МИ3 за първо полугодие на 2013 г.	34,369						Според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г.
Цена, лв/Мвтч.	2.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Компенсация на разходи, свързани с обекти, представляващи критична инфраструктура	3,618	3,698	3,779	3,862	3,947	4,034	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация.
Цена, лв/Мвтч.	0.22	0.25	0.26	0.26	0.27	0.27	
Цена на енергийния микс преди задълженията към обществото за свободен пазар и енергия от ВИ, изкупвани по цени на ОД	129.86	141.70	144.54	147.34	150.38	143.93	
Задължения към обществото, КЕВР	-210,129	-203,591	-220,037	-238,832	-257,345	-296,936	Текущ период - според решение на ДКЕВР от 01.10.2014 г. Формирани като разлика между необходимите разходи за закупуване на енергия от ВИ, заводски централи и топлоцентрали и разходите за същите количества, закупени по цена на ОД, за количествата на свободния пазар (според официална Методология)
Цена, лв/Мвтч.	-12.95	-13.77	-14.93	-16.16	-17.32	-19.63	

Приходи от такса вятърни и фотоволтаични централи	57,500	0	0	0	0	0	Според решение на ДКЕВР от 01.10.2014 г.
Цена, лв/Мвтч.	3.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Невъзстановени от Фонда за въглеродни емисии разходи	63,370	63,370	63,370	63,370	63,370	63,370	Според решение на ДКЕВР от 01.10.2014 г. Допускаме подобни разходи и за следващите два ценови периода
Невъзстановени разходи, подлежащи на възстановяване - 495 016 хил. лв						165,005	Допускаме 1/3 от сумата за 6-тия ценови период
Цена на електрическа енергия за регулиран пазар, лв/Мвтч.	125.32	131.29	132.82	134.21	135.89	138.88	
Изменение, %		4.76	1.17	1.04	1.25	2.20	
Цена за закупуване на енергия за технологични разходи от ЕРП, лв/Мвтч							
Обща цена за пренос и достъп (ЕСО)	7.98	7.94	7.79	7.69	7.57	7.43	
Цена на АЕЦ	30.00	33.32	32.73	32.36	32.12	31.97	
Обща цена	37.98	41.27	40.52	40.05	39.69	39.40	

Нисък сценарий за цена на Обществения доставчик – ниски количества потребявана енергия, с предоговаряне на квотите за енергия от ВИ по преференциални цени, както и изкупената според дългосрочни договори по преференциални цени

	Приключва:	2016	2017	2018	2019	2020	Бележки
	Период 7'14/7'15	2	3	4	5	6	
	Утвърдени от КЕВР						
Сценарий при ниски количества потребена енергия							
Общо потребление	28,233	28,475	29,318	30,483	31,963	33,767	
Общо потребление на свободен пазар	11,100	13,231	14,413	15,803	17,296	18,572	
Общо потребление на регулиран пазар, в т.ч.:	16,222	14,674	14,556	14,562	14,668	15,017	
АЕЦ и ТЕЦ МИ 2	3,365	2,108	2,179	1,815	1,469	1,303	
АЕЦ							
Утвърдени от Комисията							
Постоянни разходи за разполагаемост	82,317	63,990	63,636	51,623	40,947	35,772	Съобразено с намаляването дела на регулirания пазар в енергийния пазар
Разполагаемост (Гвтч.)	5,995	3,756	3,882	3,234	2,617	2,321	
Променливи разходи, в т.ч.	86,502	53,422	55,547	46,574	37,920	33,851	
Гориво	63,023	38,388	39,669	33,054	26,741	23,718	На база очакваните изменения в количествата и цените на горивата
Консумативи	350	224	237	202	167	151	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Други	5,378	3,444	3,637	3,097	2,561	2,321	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Невключени в горните три	17,751	11,366	12,004	10,222	8,452	7,661	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Енергия за регул. пазар (Гвтч.)	5,654	3,542	3,660	3,050	2,467	2,188	
Утвърдени приходи за ел.	86,502	53,422	55,547	46,574	37,920	33,851	

енергия						
Утвърдени приходи за разполагаемост	82,317	63,990	63,636	51,623	40,947	35,772
Общо утвърдени приходи	168,819	117,411	119,183	98,198	78,867	69,623
Квота за енергия (Гвтч.)	1,710	1,071	1,107	922	746	662
Квота за разполагаемост (Гвтч.)	1,831	1,147	1,185	987	799	709
Цена за енергия, лв/Мвтч.	15.30	15.08	15.18	15.27	15.37	15.47
Цена за разполагаемост, лв/Мвтч.	13.73	17.04	16.39	15.96	15.65	15.41
Приходи от енергия	26,159	16,155	16,798	14,084	11,467	10,237
Приходи от разполагаемост	25,133	19,537	19,429	15,761	12,502	10,922
Общо приходи от регулиран пазар	51,291	35,692	36,227	29,846	23,969	21,158
Цена, по която НЕК изкупува енергия от АЕЦ за регулиран пазар	30.00	33.32	32.73	32.36	32.12	31.97
Разполагаемост/енергия, ценообразуващи количества	1.06					
Разполагаемост/енергия, база квоти	1.07					
Постоянни разходи за разполагаемост/разполагаемост	13.73					
% за АЕЦ от АЕЦ+МИИ2	50.80					
ТЕЦ МИ 2						
Утвърдени от Комисията		6,189	6,395	5,329	4,311	3,824
Постоянни разходи за разполагаемост	215,778	138,544	143,084	119,156	96,347	85,411
Разполагаемост (Гвтч.)	9,878	6,189	6,395	5,329	4,311	3,824
Променливи разходи, в т.ч.	327,976	210,024	216,586	180,094	150,595	137,914

Гориво	228,365	143,074	147,850	123,194	99,665	88,397	Допускаме, че непризнатите от комисията променливи разходи са за сметка на горивото (на база информацията от решението за утвърждаване на цени от 30.06.2014)
Консумативи	14,544	9,112	9,416	7,846	6,347	5,630	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Емисии въглероден диоксид	80,589	54,967	56,288	46,473	42,448	41,952	На база очакваните изменения в количествата и цените на емисиите
Други	4,483	2,870	3,032	2,582	2,134	1,935	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Енергия за регул. пазар (Гвтч.)	7,426	4,652	4,808	4,006	3,241	2,874	
Утвърдени приходи за ел. енергия	327,976	210,024	216,586	180,094	150,595	137,914	
Утвърдени приходи за разполагаемост	238,339	138,544	143,084	119,156	96,347	85,411	
Общо утвърдени приходи	566,315	348,568	359,670	299,250	246,942	223,325	
Квота за енергия (Гвтч.)	1,656	1,037	1,072	893	723	641	
Квота за разполагаемост (Гвтч.)	1,656	1,037	1,072	893	723	641	
Цена за енергия, лв/Мвтч.	44.17	45.14	45.05	44.96	46.47	47.98	
Цена за разполагаемост, лв/Мвтч.	24.13	22.39	22.37	22.36	22.35	22.34	
Приходи от енергия	73,128	46,829	48,292	40,155	33,578	30,750	
Приходи от разполагаемост	39,950	23,222	23,984	19,973	16,150	14,316	
Общо приходи от регулиран пазар	113,078	70,051	72,275	60,128	49,727	45,067	
Цена, по която НЕК изкупува енергия от ТЕЦ МИ2 за регулиран пазар	68.30	67.53	67.42	67.32	68.82	70.32	
Разполагаемост/енергия, ценообразуващи количества	1.33						

Разполагаемост/енергия, база квоти	1.00						
Постоянни разходи за разполагаемост/разполагаемост	21.84						
% за АЕЦ от АЕЦ+МИИ2	49.20						
Енергия от ВИ, вкл. ВЕЦ в състава на НЕК	4,601	4,818	4,946	5,126	5,358	5,643	Прави се допускане за промяна структурата на произхода на енергията от тези източници (намаляване на дела на енергията, изкупувана по преференциални цени)
ВИ по цени на Обществения доставчик	1,250	1,390	1,482	1,593	1,725	1,846	
Дял, %	27.2	28.9	30.0	31.1	32.2	32.7	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	156,688	180,199	190,937	207,359	227,006	248,418	
Цена, лв/Мвтч.	125.32	129.62	128.84	130.18	131.62	134.57	
ВИ в т.ч. ВЕЦ	1,760	1,762	1,754	1,761	1,781	1,846	
Дял, %	38.3	36.6	35.5	34.4	33.2	32.7	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	526,403	538,599	547,788	562,135	581,080	615,522	
Цена, лв/Мвтч.	299.06	305.64	312.36	319.23	326.26	333.43	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
ВЕЦ в състава на НЕК	1,591	1,666	1,710	1,772	1,853	1,951	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	101,244	108,348	113,658	120,397	128,620	138,436	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация
Цена, лв/Мвтч.	63.64	65.04	66.47	67.93	69.43	70.95	
Топлофикационни централи	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	323,209	323,209	323,209	323,209	323,209	323,209	На база очакваните изменения в количествата и цените на въглищата. За целите на оценката приемаме количествата, които НЕК изкупува от тези централи за постоянни.
Цена, лв/Мвтч.	188.34	188.34	188.34	188.34	188.34	188.34	
Заводски централи	969	969	969	969	969	969	

Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	127,630	127,630	127,630	127,630	127,630	127,630	
Цена, лв/Мвтч.	131.73	131.73	131.73	131.73	131.73	131.73	На база очакваните изменения в количествата и цените на въглищата. За целите на оценката приемаме количествата, които НЕК изкупува от тези централи за постоянни.
Марица-изток 1 ЕАД	2,414	2,194	2,057	2,139	2,234	2,335	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	218,096	198,204	185,845	193,255	201,873	210,928	Разликата с решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г се дължи на закръглени
Цена, лв/Мвтч.	90.35	90.35	90.35	90.35	90.35	90.35	Енергията се изкупува на база дългосрочни договори за цялата разполагаемост по преференциални цени
Марица-изток 3 АД	3,156	2,868	2,689	2,796	2,921	3,052	
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	223,690	203,288	190,612	198,213	207,051	216,338	Разликата с решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г се дължи на закръглени
Цена, лв/Мвтч.	70.88	70.88	70.88	70.88	70.88	70.88	Енергията се изкупува на база дългосрочни договори за цялата разполагаемост по преференциални цени
Енергиен микс (преди енергия от ВИ, изкупувана по цена на ОД), лв/Мвт.ч	112.53	120.83	122.17	124.51	126.95	128.94	
Енергиен микс, лв /Мвтч.	113.51	121.66	122.85	125.13	127.50	129.63	
НЕК, обществена доставка, лв/Мвтч	2.60	2.77	2.80	2.85	2.91	2.95	На база 2.29% от необходимите приходи по енергийния микс и очакваните количества енергия за регулиран пазар (според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г.)
Приходи, утвърдени от КЕВР, '000 лв.	42,176	40,602	40,723	41,521	42,642	44,341	
Компенсация на неизкупената разполагаемост от МИ1 и МИ3 за 2013/2014 г.	87,172	87,172	74,281	74,281	74,281	74,281	Според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г. Допускаме формирането на подобен дисбаланс и последващото му

							компенсиране по сходен начин до края на прогнозния период
Цена, лв/Мвтч.	5.37	5.94	5.10	5.10	5.06	4.95	
Компенсация на разходите по ПАВЕЦ до стартирането на балансиращия пазар 01.06.2014 г.	68,200	81,052	81,052	81,052	81,052		Според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г.
Цена, лв/Мвтч.	4.20	5.52	5.57	5.57	5.53	0.00	
Компенсация на разходите на Обществения доставчик за Зелена енергия за периода 2012/2013 г.	45,694	40,982	39,484	37,993	36,496		Според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г., пропорционално на дела на регулирания пазар в общото потребление
Цена, лв/Мвтч.	2.82	2.79	2.71	2.61	2.49	0.00	
Компенсация на неизкупената разполагаемост от МИ1 и МИ3 за първо полугодие на 2013 г.	34,369						Според решение на ДКЕВР от 30.06.2014 г.
Цена, лв/Мвтч.	2.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Компенсация на разходи, свързани с обекти, представляващи критична инфраструктура	3,618	3,698	3,779	3,862	3,947	4,034	На база очакваните изменения в количествата и очакваната инфлация. За целите на оценката приемаме количествата, които НЕК изкупува от тези централи за постоянни.
Цена, лв/Мвтч.	0.22	0.25	0.26	0.27	0.27	0.27	
Цена на енергийния микс преди задълженията към обществото за свободен пазар и енергия от ВИ, изкупувани по цени на ОД	129.86	139.91	140.48	142.92	145.38	138.25	
Задължения към обществото, КЕВР	-210,129	-200,068	-215,545	-228,598	-241,354	-276,829	Текущ период - според решение на ДКЕВР от 01.10.2014 г. Формирани като разлика между необходимите разходи за закупуване на енергия от ВИ, заводски централи и топлоцентрали и разходите за същите количества, закупени по цена на ОД, за количествата на свободния пазар.
Цена, лв/Мвтч.	-12.95	-13.63	-14.81	-15.70	-16.45	-18.43	

Приходи от такса вятърни и фотоволтаични централи	57,500	0	0	0	0	0	Според решение на ДКЕВР от 01.10.2014 г.
Цена, лв/Мвтч.	3.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Невъзстановени от Фонда за въглеродни емисии разходи	63,370	63,370	63,370	63,370	63,370	63,370	Според решение на ДКЕВР от 01.10.2014 г. Допускаме подобни разходи и за следващите два ценови периода
Невъзстановени разходи, подлежащи на възстановяване - 495 016 хил. лв						165,005	Допускаме 1/3 от сумата за 6-тия ценови период
Цена на електрическа енергия за регулиран пазар, лв/Мвтч.	125.32	129.62	128.84	130.18	131.62	134.57	
Изменение, %		3.43	-0.61	1.04	1.11	2.24	
Цена за закупуване на енергия за технологични разходи от ЕРП, лв/Мвтч							
Обща цена за пренос и достъп (ЕСО)	7.98	7.99	7.87	7.79	7.65	7.48	
Цена на АЕЦ	30.00	33.32	32.73	32.36	32.12	31.97	
Обща цена	37.98	41.32	40.60	40.15	39.78	39.45	

Приложение 5

Цена на ЕСО

Прогнози, Гвтч							
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
"Висок" сценарий							
Внос	5,404	5,451	6,525	6,815	7,119	7,440	7,774
Износ	13,195	12,760	13,999	14,622	15,276	15,963	16,681
Нетно вътрешно потребление	33,367	28,387	29,378	30,684	32,056	33,498	35,005
Изтъргувана енергия	46,562	41,148	43,378	45,306	47,332	49,461	51,685
"Нисък" сценарий							
Внос	5,404	5,415	6,382	6,634	6,899	7,289	7,700
Износ	13,195	12,676	13,694	14,234	14,803	15,639	16,521
Нетно вътрешно потребление	33,367	28,199	28,738	29,871	31,065	32,818	34,670
Изтъргувана енергия	46,562	40,875	42,433	44,105	45,869	48,457	51,192
Базов сценарий							
Внос	5,404	5,433	6,454	6,724	7,009	7,364	7,737
Износ	13,195	12,718	13,847	14,428	15,039	15,801	16,601
Нетно вътрешно потребление	33,367	28,293	29,058	30,278	31,561	33,158	34,837
Изтъргувана енергия	46,562	41,011	42,905	44,706	46,600	48,959	51,438
Изтъргувана енергия	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
"Висок" сценарий	46,562	41,148	43,378	45,306	47,332	49,461	51,685
"Нисък" сценарий	46,562	40,875	42,433	44,105	45,869	48,457	51,192
Базов сценарий	46,562	41,011	42,905	44,706	46,600	48,959	51,438

Висок сценарий на изтъргувана енергия

"Висок" сценарий	Приключва:	2016	2017	2018	2019	2020	Бележки
	Период 8'14/7'15	2	3	4	5	6	
	КЕВР						
Цена за пренос (хил. лв освен ако не е указано друго)							
Условно постоянни разходи	218,928	223,744	228,667	233,697	238,839	244,093	На база очакваната инфлация
Възвръщаемост	21,726	22,204	22,692	23,192	23,702	24,223	На база очакваната инфлация
Технологични разходи по пренос, Гвтч	868	910	955	997	1,042	1,089	
Общо продадена енергия в страната и за износ, Гвтч	40,309	42,258	44,338	46,315	48,392	50,568	
Технологични разходи, % от енергията	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	Решение на ДКЕВР, 01.10.2014 г.
Технологични разходи по преноса, хил. лв	26,043	30,325	31,250	32,277	33,478	34,818	
Цена на технологичните разходи, лв/Мвтч	30.00	33.32	32.73	32.36	32.12	31.97	Цена на АЕЦ
Необходими приходи за дейността по пренос	266,697	276,273	282,610	289,166	296,019	303,134	
Цена за пренос, лв/Мвтч	6.62	6.54	6.37	6.24	6.12	5.99	
Цена за достъп (хил. лв освен ако не е указано друго)							
							На база очаквания ръст в потреблението и очакваната инфлация
Разходи за студен резерв и резерв за услуги	61,320	63,709	67,707	72,282	77,186	82,432	На база очакваната инфлация
Условно постоянни разходи	32,683	33,402	34,137	34,888	35,655	36,440	На база очакваната инфлация
Възвръщаемост	967	988	1,010	1,032	1,055	1,078	На база очакваната инфлация
Приходи от предоставяне на преносна способност	36,000	36,847	39,522	41,283	43,134	45,074	На база очаквания ръст в износа
							На база очаквания ръст в търговията с енергия
Приходи от реактивна енергия	4,000	3,853	4,043	4,223	4,413	4,611	
Необходими приходи за достъп до ЕПМ	54,970	57,399	59,289	62,696	66,349	70,264	
Общо продадена енергия (Гвтч)	40,309	42,258	44,338	46,315	48,392	50,568	
Цена за достъп, лв/Мвтч	1.36	1.36	1.34	1.35	1.37	1.39	

Базов сценарий на изтъргувана енергия

"Висок" сценарий	Приключва:	2016	2017	2018	2019	2020	Бележки
	Период 8'14/7'15	2	3	4	5	6	
	КЕВР						
Цена за пренос (хил. лв освен ако не е указано друго)							
Условно постоянни разходи	218,928	223,744	228,667	233,697	238,839	244,093	На база очакваната инфлация
Възвръщаемост	21,726	22,204	22,692	23,192	23,702	24,223	На база очакваната инфлация
Технологични разходи по пренос, Гвтч	868	904	943	983	1,029	1,081	
Общо продадена енергия в страната и за износ, Гвтч	40,309	41,954	43,802	45,649	47,775	50,194	
Технологични разходи, % от енергията	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	Решение на ДКЕВР, 01.10.2014 г.
Технологични разходи по преноса, хил. лв	26,043	30,107	30,873	31,813	33,051	34,560	
Цена на технологичните разходи, лв/Мвтч	30.00	33.32	32.73	32.36	32.12	31.97	Цена на АЕЦ
Необходими приходи за дейността по пренос	266,697	276,055	282,232	288,702	295,592	302,876	
Цена за пренос, лв/Мвтч	6.62	6.58	6.44	6.32	6.19	6.03	
Цена за достъп (хил. лв освен ако не е указано друго)							
							На база очаквания ръст в потреблението и очакваната инфлация
Разходи за студен резерв и резерв за услуги	61,320	63,354	67,000	71,362	76,337	81,966	
Условно постоянни разходи	32,683	33,402	34,137	34,888	35,655	36,440	На база очакваната инфлация
Възвръщаемост	967	988	1,010	1,032	1,055	1,078	На база очакваната инфлация
Приходи от предоставяне на преносна способност	36,000	36,648	39,105	40,754	42,633	44,791	На база очаквания ръст в износа
							На база очаквания ръст в търговията с енергия
Приходи от реактивна енергия	4,000	3,832	4,000	4,169	4,363	4,584	
Необходими приходи за достъп до ЕПМ	54,970	57,265	59,041	62,359	66,051	70,109	
Общо продадена енергия (Гвтч)	40,309	41,954	43,802	45,649	47,775	50,194	
Цена за достъп, лв/Мвтч	1.36	1.36	1.35	1.37	1.38	1.40	

Нисък сценарий на изтъргувана енергия

"Висок" сценарий	Приключва:	2016	2017	2018	2019	2020	Бележки
	Период 8'14/7'15	2	3	4	5	6	
	КЕВР						
Цена за пренос (хил. лв освен ако не е указано друго)							
Условно постоянни разходи	218,928	223,744	228,667	233,697	238,839	244,093	На база очакваната инфлация
Възвръщаемост	21,726	22,204	22,692	23,192	23,702	24,223	На база очакваната инфлация
Технологични разходи по пренос, Гвтч	868	897	932	969	1,016	1,073	
Общо продадена енергия в страната и за износ, Гвтч	40,309	41,651	43,266	44,984	47,158	49,819	
Технологични разходи, % от енергията	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	2.15	Решение на ДКЕВР, 01.10.2014 г.
Технологични разходи по преноса, хил. лв	26,043	29,889	30,495	31,349	32,624	34,302	
Цена на технологичните разходи, лв/Мвтч	30.00	33.32	32.73	32.36	32.12	31.97	Цена на АЕЦ
Необходими приходи за дейността по пренос	266,697	275,837	281,854	288,238	295,165	302,618	
Цена за пренос, лв/Мвтч	6.62	6.62	6.51	6.41	6.26	6.07	
Цена за достъп (хил. лв освен ако не е указано друго)							
							На база очаквания ръст в потреблението и очакваната инфлация
Разходи за студен резерв и резерв за услуги	61,320	62,998	66,290	70,439	75,485	81,499	
Условно постоянни разходи	32,683	33,402	34,137	34,888	35,655	36,440	На база очакваната инфлация
Възвръщаемост	967	988	1,010	1,032	1,055	1,078	На база очакваната инфлация
Приходи от предоставяне на преносна способност	36,000	36,448	38,688	40,223	42,130	44,507	На база очаквания ръст в износа
							На база очаквания ръст в търговията с енергия
Приходи от реактивна енергия	4,000	3,810	3,958	4,115	4,314	4,557	
Необходими приходи за достъп до ЕПМ	54,970	57,131	58,792	62,022	65,751	69,952	
Общо продадена енергия (Гвтч)	40,309	41,651	43,266	44,984	47,158	49,819	
Цена за достъп, лв/Мвтч	1.36	1.37	1.36	1.38	1.39	1.40	

Приложение 6

Енерго-Про Мрежи	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Разпределена ел. енергия, Гвтч (вкл. технол. разходи)											На база очаквания ръст на пазара
"Висок"	6,519	6,357	6,119	6,022	5,123	5,302	5,537	5,785	6,045	6,317	
"Нисък"	6,519	6,357	6,119	6,022	5,089	5,186	5,391	5,606	5,923	6,257	
Базов	6,519	6,357	6,119	6,022	5,106	5,244	5,464	5,696	5,984	6,287	
% технологични разходи	14.76	14.1	13.4								
											На база развитието от предходни периоди, намаляващ темп
"Висок"	14.76	14.1	13.4	12.8	12.7	12.6	12.4	12.1	11.9	11.9	
											На база оптимистично предположение на компанията за подобряване на дела на технологичните разходи при даденото ниво на инвестиции
"Нисък"	14.76	14.1	13.4	12.80	12.20	11.60	11.00	10.40	9.80	9.80	
Базов	14.76	14.1	13.4	12.80	12.30	11.80	11.30	10.80	10.30	10.30	На база очакванията на компанията

Регулаторни периоди	1		2		3		4		5		6	
	7-12, 2014	1-6, 2015	7-12, 2015	1-6, 2016	7-12, 2016	1-6, 2017	7-12, 2017	1-6, 2018	7-12, 2018	1-6, 2019	7-12, 2019	1-6, 2020
Разпределена ел. енергия, Гвтч (не вкл. технол. разходи)												

"висок" сценарий за количествата и песимистичен за нивото на технологичните разходи	2,578	2,737	2,211	2,819	2,290	2,934	2,398	3,054	2,512	3,181	2,632	3,311
"нисък" сценарий за количествата и базов за нивото на технологичните разходи)	2,578	2,730	2,209	2,747	2,265	2,865	2,370	2,992	2,481	3,169	2,638	3,344
базов сценарий за количествата и базов за нивото на технологичните разходи	2,578	2,740	2,214	2,814	2,286	2,928	2,395	3,049	2,510	3,199	2,651	3,346
Дял, %												
"висок" сценарий за количествата и песимистичен за нивото на технологичните разходи	49.10	51.21	49.10	51.21	49.10	51.21	49.10	51.21	49.10	51.21	49.10	51.21
"нисък" сценарий за количествата и базов за нивото на технологичните разходи)	49.10	51.21	49.10	51.21	49.10	51.21	49.10	51.21	49.10	51.21	49.10	51.21
базов сценарий за количествата и базов за нивото на технологичните разходи	49.10	51.21	49.10	51.21	49.10	51.21	49.10	51.21	49.10	51.21	49.10	51.21
Одобрени технологични разходи												
%, КЕВР, базов и оптимистичен сценарий	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
%, КЕВР, песимистичен сценарий	9	9	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
Количество енергия,	5,736	5,736										

одобрено за целия период, ГВтч.												
Количество енергия, одобрено, ГВтч.												
"Висок"	2,817	2,937	2,416	3,081	2,502	3,206	2,621	3,338	2,745	3,476	2,876	3,619
"Нисък"	2,817	2,937	2,427	3,019	2,489	3,148	2,604	3,287	2,726	3,482	2,899	3,675
Базов	2,817	2,937	2,433	3,092	2,512	3,218	2,632	3,351	2,758	3,515	2,913	3,677
Цена за технологични разходи (АЕЦ+ЕСО), лв/МВтч												
"Висок"	37.98	37.98	41.22	41.22	40.44	40.44	39.96	39.96	39.61	39.61	39.35	39.35
"Нисък"	37.98	37.98	41.32	41.32	40.60	40.60	40.15	40.15	39.78	39.78	39.45	39.45
Базов	37.98	37.98	41.27	41.27	40.52	40.52	40.05	40.05	39.69	39.69	39.40	39.40
Одобрени от КЕВР технологични разходи, хил. лв.												
Оптимистичен сц.	9,628	10,040	8,466	10,795	8,601	11,021	8,900	11,336	9,243	11,704	9,622	12,105
Песимистичен сц.	9,628	10,040	9,026	11,226	9,094	11,505	9,408	11,878	9,759	12,467	10,291	13,048
Базов сц.	9,628	10,040	9,035	11,484	9,161	11,735	9,486	12,078	9,852	12,557	10,330	13,040
Одобрени разходи за поддръжка (за 1ви период КЕВР използва амортизации от 2012 г.)	55,523	61,679	58,983	58,651	58,651	59,729	59,729	60,075	60,075	62,368	62,368	62,368

	1		2		3		4		5		6	
	7-12, 2014	1-6, 2015	7-12, 2015	1-6, 2016	7-12, 2016	1-6, 2017	7-12, 2017	1-6, 2018	7-12, 2018	1-6, 2019	7-12, 2019	1-6, 2020
Дял на кешови разходи за изчисл. на необходимия оборотен капитал (НОК)	0.90	0.89	0.89	0.88	0.88	0.88	0.88	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
Балансова стойност на дълготр. активи (според очакванията на Предложителя)	404,226	404,226	354,563	354,563	354,563	354,563	354,563	354,563	354,563	354,563	354,563	354,563

Активи, свързани с присъединяване на нови клиенти (според очакванията на Предложителя)	19,663	19,663	8,995	8,995	8,995	8,995	8,995	8,995	8,995	8,995	8,995	8,995
Необходим оборотен капитал	13,552	13,552										
"Висок"	13,552	13,552	10,258	10,258	10,335	10,335	10,467	10,467	10,603	10,603	10,712	10,712
"Нисък"	13,552	13,552	10,368	10,368	10,443	10,443	10,582	10,582	10,743	10,743	10,887	10,887
Базов	13,552	13,552	10,397	10,397	10,476	10,476	10,613	10,613	10,763	10,763	10,890	10,890
Регулаторна база на активите, хил. лв												
"Висок"	398,115	398,115	355,826	355,826	355,903	355,903	356,035	356,035	356,171	356,171	356,280	356,280
"Нисък"	398,115	398,115	384,048	384,048	384,123	384,123	384,262	384,262	384,423	384,423	384,568	384,568
Базов	398,115	398,115	355,966	355,966	356,044	356,044	356,181	356,181	356,331	356,331	356,459	356,459
Използвана от ДКЕВР възвръщаемост на активите за периода, %	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Използвана от ДКЕВР възвръщаемост на активите, %	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Необходима възвръщаемост за под-периода, хил. лв												
"Висок"	13,934	13,934	12,454	12,454	12,457	12,457	12,461	12,461	12,466	12,466	12,470	12,470
"Нисък"	13,934	13,934	13,442	13,442	13,444	13,444	13,449	13,449	13,455	13,455	13,460	13,460
Базов	13,934	13,934	12,459	12,459	12,462	12,462	12,466	12,466	12,472	12,472	12,476	12,476

Регулаторни периоди	1		2		3		4		5		6	
	7-12, 2014	1-6, 2015	7-12, 2015	1-6, 2016	7-12, 2016	1-6, 2017	7-12, 2017	1-6, 2018	7-12, 2018	1-6, 2019	7-12, 2019	1-6, 2020
За периода												
Z-фактор (очаквания на компанията)	5,495	5,495	1,327	1,327	1,352	1,352	1,135	1,135	910	910	658	658

Корекция след регулаторен одит (очаквания на компанията, решение на КЕВР)	-14,927	-14,927	-14,927	-14,927	-14,927	-14,927	-14,927	-14,927	-14,927	-14,927	-14,927	-14,927
За под-периода												
Z-фактор (очаквания на компанията)	2,748	2,748	663	663	676	676	568	568	455	455	329	329
Корекция след регулаторен одит (очаквания на компанията, решение на КЕВР)	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464	-7,464

Регулаторни периоди	1		2		3		4		5		6	
	7-12, 2014	1-6, 2015	7-12, 2015	1-6, 2016	7-12, 2016	1-6, 2017	7-12, 2017	1-6, 2018	7-12, 2018	1-6, 2019	7-12, 2019	1-6, 2020
Необходими продажби, хил. лв												
"Висок"	74,369	80,938	73,103	75,100	72,922	76,419	74,195	76,976	74,775	79,529	77,325	79,808
"Нисък"	74,369	80,938	74,651	76,519	74,401	77,890	75,690	78,506	76,279	81,281	78,985	81,742
Базов	74,369	80,938	73,677	75,794	73,486	77,138	74,785	77,723	75,390	80,387	78,039	80,750

Такса пренос високо напрежение

	1		2		3		4		5		6	
	7-12, 2014	1-6, 2015	7-12, 2015	1-6, 2016	7-12, 2016	1-6, 2017	7-12, 2017	1-6, 2018	7-12, 2018	1-6, 2019	7-12, 2019	1-6, 2020
Такса пренос високо напрежение												
Ниво на реалните технологични разходи, %												
"Висок"	12.8	12.8	12.7	12.7	12.6	12.5	12.4	12.2	12.1	12.0	11.9	11.9

"Нисък"	12.8	12.5	12.2	11.9	11.6	11.3	11.0	10.7	10.4	10.1	9.8	9.8
Базов	12.8	12.6	12.3	12.1	11.8	11.6	11.3	11.1	10.8	10.6	10.3	10.3
Разпределена ел. енергия с вкл. техн. разходи, Гвтч.												
"Висок"	2,957	3,137	2,533	3,228	2,621	3,353	2,736	3,480	2,858	3,613	2,986	3,756
"Нисък"	2,957	3,120	2,516	3,118	2,562	3,230	2,662	3,350	2,769	3,525	2,924	3,708
Базов	2,957	3,133	2,524	3,199	2,592	3,311	2,700	3,428	2,814	3,576	2,955	3,731
Цена за пренос и достъп до мрежа високо напрежение (ЕСО)												
"Висок"	7.98	7.98	7.90	7.90	7.71	7.71	7.60	7.60	7.49	7.49	7.38	7.38
"Нисък"	7.98	7.98	7.99	7.99	7.87	7.87	7.79	7.79	7.65	7.65	7.48	7.48
Базов	7.98	7.98	7.94	7.94	7.79	7.79	7.69	7.69	7.57	7.57	7.43	7.43
Такса пренос високо напрежение, хил. лв												
"Висок"	23,595	25,036	19,999	25,490	20,207	25,854	20,788	26,438	21,400	27,058	22,046	27,735
"Нисък"	23,595	24,895	20,112	24,930	20,170	25,432	20,731	26,084	21,189	26,979	21,869	27,728
Базов	23,595	24,999	20,055	25,418	20,194	25,795	20,764	26,363	21,298	27,068	21,959	27,722

Приложение 7

СТРУКТУРА НА СОБСТВЕНОСТТА

