

Заявление по Наредба № 1 от 18.03.2013г. за регулиране цените на  
електрическата енергия - Глава четвърта „Ред за  
утвърждаване, определяне и изменение на цени“

ДО  
КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И  
ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

## ЗАЯВЛЕНИЕ

**ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИ ЗА ДОСТЪП ДО И ПРЕНОС  
ПРЕЗ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНАТА МРЕЖА ЗА ПЪРВА ЦЕНОВА ГОДИНА  
ОТ ЧЕТВЪРТИ РЕГУЛАТОРЕН ПЕРИОД, С НАЧАЛО ОТ 01.07.2015 Г.**

От „ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ“ ЕАД  
(фирма на заявителя съгласно съдебната регистрация)

Република България, гр. Пловдив, ул. „Христо Г. Данов“ № 37  
(седалище и адрес на управление)

гр. Пловдив, ул. „Христо Г. Данов“ № 37  
(пълен и точен адрес за кореспонденция)

Фирмено дело № 2436 година 2000 ЕИК по ЗДДС BG115552190

БУЛСТАТ 115552190 банкова сметка BG82 CITI 9250 1000 1091 00 банков код CITIBGSF

при Ситибанк НА София телефон: 070017777 факс: 032 99 00 10 e-mail: info@evn.bg

притежаващо лицензия № Л-140-07/13.08.2004 г. за разпределение на електрическа енергия  
(вид на дейността)

представявано от

1. ..... ГОЧО ДИМИТРОВ ЧЕМШИРОВ.....

на длъжност **Заместник председател на Съвета на директорите**

2. ..... КОСТАДИН ПЕТРОВ ВЕЛИЧКОВ.....

на длъжност **Изпълнителен член на Съвета на директорите**

**УВАЖАЕМА ГОСПОЖО ПРЕДСЕДАТЕЛ,**

- 1. Предлагаме за утвърждаване следните цени за първата ценова година от четвърти регулаторен период, които да са в сила от 01.07.2015 г.**

**Цените за услугите достъп и пренос, по които „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД (ЕВН ЕР) пренася електрическа енергия през електроразпределителната си мрежа средно и ниско напрежение са изготвени при следните изходни условия:**

- 1.1. Заявлението за утвърждаване на цени за първата ценова година от четвъртия регулаторен период е изготвено при спазване на „Минимални изисквания на Комисия за енергийно и водно регулиране към заявленията за утвърждаване на цени на електрическата енергия на електроразпределителните дружества за първата ценова година на четвъртия регулаторен период“, приети от КЕВР с протоколно решение № 28 ,т.5 от 20.02.2015 г.
- 1.2. Заявлението за утвърждаване на цени на ЕВН ЕР е за индикативен четвърти регулаторен период с продължителност 3 години.
- 1.3. Заявлението е на база указанията на КЕВР, че за четвъртия регулаторен период базисната година е 2014 г.
- 1.4. Като неразделна част от заявлението за цени, ЕВН ЕР представя приложения със справки, които включват минималните изисквания на комисията за информация и допълнителни обосновки на основните ценообразуващи елементи.
- 1.5. Включване на среден номинален размер на инвестициите, които ще бъдат извършени през регулаторния период. Инвестициите са представени по години, като в тях не се включват инвестиции, чрез които се създават или придобиват активи по смисъла на чл.13, ал. 3, от Наредбата.
- 1.6. При подготовката на заявлението, Дружеството предоставя разчети за нов ценови и регулаторен период от 01.07.2015 г., като е използвана цена на електрическата енергия от 30,00 лв./МВтч на обществения доставчик за покриване на технологичния разход.
- 1.7. Разходи за балансиране в размер на 4,75 лв./МВтч на реално измерен МВтч технологичен разход. Дружеството е участник в специална балансираща група на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и като такъв понася разходи за небаланс, разпределен от координатора на групата ЕВН ЕС.
- 1.8. ЕВН ЕР счита, че Решение Ц-12/30.06.2014 г. и Ц-16/01.10.2014 г на КЕВР, с които Комисията определи, че трябва да се намалят необходимите годишни приходи с „получен допълнителен приход“ въз основа на констатации в доклад за извършен одит, е изцяло грешно интерпретиране на Закона за енергетиката и Наредбата и не следва да се прилага в четвъртия регулаторен период.
- 1.9. Технологични разходи в размер на 10,62 %.
- 1.10. За първата ценова година от четвъртия регулаторен период от 01.07.2015 г. до 30.06.2016 г., дружеството е приело целева стойност на нормата на възвръщаемост на капитала съгласно Анализ на WACC за България / Независимо становище, изготвено от Stern Stewart & Co.
- 1.11. Запазване на видове клиенти по нивата на напрежение и и добавяне на нова група клиенти - производители.

**Заявление за тарифна структура и цени в сила от 01.07.2015 г.**

<b>1. Предложение за цена за достъп до електроразпределителната мрежа на "ЕВН България Електроразпределение" ЕАД, без ДДС</b>	<b>Цени от 01.07.2015 г.</b>
- за небитови клиенти и производители в режим на потребление в лв./кВт (киловат) за ден	<b>0,02073</b>
- за битови клиенти в лв./кВтч:	<b>0,00869</b>
<b>2. Предложение за цени без ДДС, по които "ЕВН България Електроразпределение" ЕАД пренася електрическа енергия през електроразпределителната мрежа до всички потребители:</b>	<b>цена лв./кВтч</b>
на средно напрежение	<b>0,00678</b>
на ниско напрежение	<b>0,03247</b>
<b>3. Предложение за цена за достъп на ВЕИ производители до електроразпределителната мрежа на "ЕВН България Електроразпределение" ЕАД в лв./кВт (киловат) за ден, без ДДС</b>	<b>0,02073</b>

**2. Прилагаме следните документи:**

- 2.1. Обосновка на калкулацията на цените на услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД за четвърти регулаторен период, първа ценова година от 01.7.2015 г. до 30.06.2016 г., съгласно Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и указанията към нея;
  - 2.1.1. Справки от 1 до 10 съгласно Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени;
  - 2.1.2. Независимо изследване на Елконтрол ООД за реалистичен и технически обоснован процент на технологичните разходи;
  - 2.1.3. Обосновка на инвестиционна програма за четвърти регулаторен период;
  - 2.1.4. Независимо Становище за справедливата цена на капитала от Stern Stewart & Co;
- 2.2. Доклад – анализ на изпълнението на инвестиционна и ремонтна програма и постигнатите резултати от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД за 2014 г. и отчет на инвестиционната програма на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД за 2013 г. и 2014 г. с приложен подробен отчет на инвестиционна и ремонтна програма за 2013г. и 2014г.;
- 2.3. Инвестиционна програма за 2015 г., 2016 г. и 2017г. на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД с приложена подробна инвестиционна и ремонтна програма за 2015 г.;
- 2.4. Прогнозна справка за технологичния разход за периода от 01.07.2015 г. до 30.06.2016 г.;
- 2.5. Отчет на показателите за качество, постигнати от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД през 2014 г.;
- 2.6. Заверен от одитор годишен финансов отчет на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД за 2014 г.;
- 2.7. Копие от публикация за оповестяване, на основание на основание чл.36а, (1) от Закона за енергетиката, чл.44 и §1, т.21 от ДР на Наредба №1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия и Правилата за търговия с електрическа енергия;
- 2.8. Документ за внесена такса за разглеждане на заявлението в размер на 1000 лева преведени по сметката на КЕВР на основание чл. 1, ал. 1, т. 3 от Тарифата за таксите, които се събират от Комисията за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката (обн., ДВ, бр. 89 от 12.10.2004 г.);
- 2.9. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД.

(подробен опис на прилаганите документи)

Задължаваме се да представим всички документи, които КЕВР ни поиска допълнително в съответствие с изискванията на закона.

За представител, който да представлява юридическото лице в отношенията с КЕВР, упълномощаваме:

..... **маг. Илина Радославова Стефанова** .....

(трите имена)

Настоящото заявление и всеки отделен приложен към него документ, са собственост на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и представляват търговска тайна на дружеството. Използването им, с изключение на документ или документи, които по силата на нормативен акт подлежат на обявяване в общи или специализирани регистри, копирането на целите или части от тях, позоваването или препращането към тях, както и използването, позоваването и/или обработката на факти, информация, технологии, данни и решения, свързани с търговската дейност на дружеството, могат да бъдат извършвани само с решение на управителните органи на дружеството.

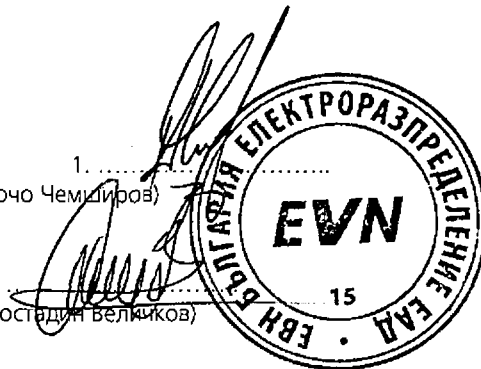
Документите се подават в два екземпляра и заверени от лицето с представителна власт, подписало заявлението.

Дата 30.03.2015 г.  
Пловдив

Подписи :

1. ....  
(Гочо Чемширов)

2. ....  
(Костадин Величков)



В рамките на срока, определен в чл.40 ал.1 от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическа енергия от 18.03.2013 г., ще очакваме да получим от Комисията писмени съобщения за евентуални нередовности на заявлението за утвърждаване на цени за периода от 01.07.2015 г. – 30.06.2016 г. В случай че такива не бъдат получени от Дружеството ни в законовия срок, ще направим обоснованото предположение, че заявлението няма нередовности и преписката се разглежда от Комисията по същество.

Молим Комисията да отправя запитвания за допълнителна информация и/или конкретни въпроси в рамките на процедурата по утвърждаване на цени, в разумен срок за предоставяне на информацията, с цел даване на възможност на Дружеството обосновано да докаже всички свои искания и разходи.

### **ПРИЛОЖЕНИЕ 2.1.**

Обосновка на калкулацията на цените на услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД за четвърти регулаторен период, първа ценова година от 01.7.2015 г. до 30.06.2016 г., съгласно Наредба № 1 от 18.03.2013г. за регулиране на цените на електрическата енергия и указанията към нея

**Обосновка на калкулацията на цените на услугите достъп до  
и пренос през електроразпределителната мрежа  
на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД  
за четвърти регулаторен период,  
първа ценова година**

## **I. Основание за изготвяне**

Настоящото заявление е изготвено в съответствие със Закона за енергетиката, Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия (Наредба 1) и Минимални изисквания на КЕВР към заявлението за утвърждаване на цени на електрическата енергия на електроразпределителните дружества за първата ценова година от четвъртия регулаторен период (Изискванията).

## **II. Цел**

Основна цел на това заявление е да обоснове предложените от дружеството цени на услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа за периода 01.07.2015 - 30.06.2016 г.

## **III. Метод на регулиране**

Съгласно Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия и Минимални изисквания на КЕВР към заявлението за утвърждаване на цени, дружеството е приложило метода "горна граница на приходи" и продължителност на регулаторния период 3 години. При този метод Комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от Наредба № 1.

Съгласно чл.9 от Наредбата, необходимите годишни приходи за дейност разпределение трябва да включват признатите от комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени по следната формула:

$$\text{НП} = P + (\text{РБА} * \text{НВ}),$$

където:

НП са необходимите годишни приходи;

P - годишните разходи за дейността по лицензията;

РБА - призната от комисията регулаторна база на активите;

НВ - определената от комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период.

#### **IV. Структура на заявлението**

**A. Основни стъпки за калкулиране на цени на услугите достъп до и пренос през разпределителната мрежа**

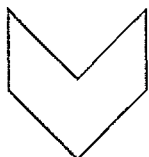
**B. Детайлна обосновка на всички ценообразуващи параметри**

**C. Калкулация на цени**

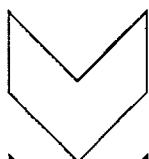
**D. Приложения:**

1. Приложение 1 – Справки от 1-10 съгласно Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени
2. Приложение 2 – независимо изследване на Елконтрол ООД за реалистичен и технически обоснован процент на технологичните разходи
3. Приложение 3 – Обосновка на инвестиционна програма за четвърти регулаторен период
4. Приложение 4 – Независимо Становище за справедливата цена на капитала от Stern Stewart & Co

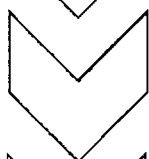
## V. Основни стъпки за калкулиране на цени на услугите достъп до и пренос през разпределителната мрежа



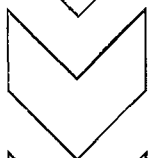
Стъпка 1: Анализ на консумацията на електрическа енергия и ангажирания капацитет на мрежата през базисната година и изготвяне на реалистична прогноза за потреблението и ангажирания мрежови капацитет по видове клиенти през ценовия период.



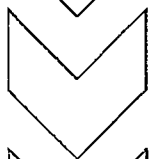
Стъпка 2: Калкулация на технологичните разходи в МВтч. на база на независимо изследване на Елконтрол ООД за реалистичен и технически обоснован процент на технологичните разходи съгласно структурата и спецификите на мрежата на дружеството и очакваното потребление за периода.



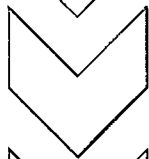
Стъпка 3: Изготвяне на справки за базисната година (календарна 2014 г.) по ценообразуващи параметри, чрез извличане на данни от ERP системата SAP в която е имплементирана отделна счетоводна отчетност за целите на регулиране съгласно чл.5 от Наредба 1 и изискванията на ЗЕ.



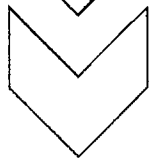
Стъпка 4: Анализ на макроикономическите параметри за страната и тяхното влияние върху прогнозните стойности на ценообразуващите параметри



Стъпка 5: Определяне на WACC за дружеството на база на независимо становище на водеща консултантска компания в сферата на финансовия анализ



Стъпка 6: Калкулации и симулации на ценообразуващите параметри за прогнозната година



Стъпка 7: Калкулация на цени съгласно действащата структура на услугите достъп и пренос, въз основа на резултатите получени за ценообразуващите параметри



## VI. Ценообразуващи параметри

Параметрите за ценообразуване са калкулирани в съответствие с Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени при следните допускания:

- Продължителност на четвъртия регулаторен период от 3 г.
- Цена на електрическата енергията за покриване на технологичните разходи 30лв./МВтч.
- Калкулираните цени да осигуряват:
  - спазване на принципа за разходно-ориентирани цени
  - възстановяване на икономически обосноващите разходи за дейността
  - икономически обоснована норма на възвръщаемост на капитала
  - избягване на кръстосано субсидиране между отделните групи клиенти

### ***A. Прогнозно количество ел.енергия за разпределение по видове клиенти***

Прогнозното потребление на ел.енергия е калкулирано при отчитане на следните основни фактори:

Икономическата ситуация в страната и бавните темпове, с които България излиза от рецесията, отразяващи се в по-голяма степен на потреблението в бизнес-сектора и по – слабо – върху потреблението на домакинствата. Анализът показва, че потреблението при нестопанските клиенти в краткосрочен план се влияе най-чувствително от промените в климатичните условия. В тази връзка, прогнозата на потреблението е калкулирана при стандартни за географските ширини климатични условия. Друг фактор, отчетен при изготвянето на прогнозата е енергийната ефективност, която през последните години оказва все по-значително влияние на консумацията на електрическа енергия.

Предвид гореизложеното, за прогнозната година е заложено дружеството да разпредели електрическа енергия до всички потребители на лицензионната си територия в размер на **8 134 295 МВтч.**, което представлява изменение с + 0,04% спрямо базисната година. В справка № 3 от приложените таблици към заявлението съгласно Минимални изисквания на КЕВР (Приложение 1) са посочени прогнозните количества по групи потребители.

В справка 10 са посочени **5 475 930 КВт.** като прогнозна стойност на договорената предоставена мощност за четвърти регулаторен период, която се използва при калкулация на цената за достъп на небитовите клиенти.

### ***B. Технологични разходи***

Със своите три последователни Ценови решения: №Ц-13/05.03.2013 г; №Ц-25/29.07.2013г.; №Ц-43/30.12.2013 в рамките на един и същи регулаторен период, ДКЕВР необосновано и в нарушение на логиката Закона намали повече от 2 пъти разме-

ра на признатите технологични разходи, като от 17,5% определени за 2-ри регулаторен, в Ценовото решение от 30.12.2013 година за „присъщи разходи“ за дружеството са признати 8,0%. В Доклада на експертите по за това Ценово решение, вносителите посочват, че този процент /8% за дружеството/ е определен с решение по „т. 6 от Протокол № 207 от 19.12.2013 г. на комисията. В същият доклад експертите посочват, че членовете на комисията са взели това решение на база постъпило на 18.12.2013 г. /което е предходния ден/ писмо - предложение от председателя на НТСЕБ – проф. Цанев. Дружеството не получи предложението на проф. Цанев и Протокол № 207 от 19.12.2013 г., за да се запознае с мотивите и дискусията за определяне на тази цифра /въпреки многократните настоявания пред комисията и самият вносител/.

Изхождайки от разбирането, че при определяне на „присъщият размер на технологичния разход“ който трябва да се заплаща от потребителите, трябва да се подходи професионално и отговорно, дружеството възложи на фирма „ЕЛКОНТРОЛ“ ООД – ГР. СОФИЯ да направи анализ на „пределните технологични разходи за дейността разпределение и снабдяване“ при съществуващата мрежа от територията на ЕВН България Електроразпределение ЕАД. Дружеството счита, че направеният анализ е съобразен със структурата и състоянието на разпределителната мрежа на лицензионната територия и отговаря напълно на определението, че технологичния разход трябва да отразява разхода на енергия, който е присъщ на процесите в дейността разпределение: пренасяне, трансформиране и отчитане на електрическата енергия.

В Приложение 2 е представен пълният анализ на фирма „ЕЛКОНТРОЛ“ ООД.

В подкрепа на твърдението, че направеният анализ е обективен и достоверен са и признатите нива на технологичните разходи в региона за 2013., които по данни на The Energy Community Regulatory Board (ECRB) са:

1. Албания	19,92%
2. Босна и Херцеговина	13,25%
3. Хърватия	8,00%
4. Косово	27,40%
5. Македония	14,00%
6. Молдова	12,50%
7. Черна гора	9,00%
8. Румъния	9,50%
9. Сърбия	14,76%
10. Украйна	11,61%

От справката е видно, че средният размер на техн.разход за региона е 13,99%.

В резултат на гореизложеното дружеството приема, че процента на технологични разходи в размер на **10,62%** получен в приложения анализ е достоверен и следва да бъде използван при изчисляване на необходимата ел.енергия за технологичен разход. Прогнозните количества на преминалата в електроразпределителната мрежа ел.енергия са **9 100 800 МВтч.**, съответно технологичният разход се калкулира на **966 505 МВтч**, устойчив по сега действащите цени на НЕК ЕАД и ЕСО ЕАД се получава сумата **36 708 х.лева** която е калкулирана в необходимите годишни приходи за дейността.

### **С. Регулаторна база на активите (РБА)**

При изчисляване на РБА дружеството следва разпоредбите на чл.13 от Наредба № 1 според която регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, и включва следните елементи:

$$РБА = А - \Phi - АМ + ОК + И,$$

където:

РБА е регулаторната база на активите;

А - признатата стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им;

Φ - стойността на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др.;

АМ - амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод;

ОК - необходимият оборотен капитал;

И - размерът на инвестициите, одобрени от комисията

В допълнение към чл.13 от Наредба 1 дружеството е спазило и разпоредбите на Минимални изисквания на КЕВР към заявлението за утвърждаване на цени в които съгласно т. 24 Прогнозният среден номинален размер на инвестициите, които ще бъдат извършени през четвъртия регулаторен период, се изчислява по следната формула:

$$И = (2,5 \cdot И_1 + 1,5 \cdot И_2 + 0,5 \cdot И_3) / 3$$

където:

И - среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;

И<sub>1,2,3</sub> – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

#### **1. Балансова стойност на активите, които се използват за дейността „разпределение“**

Балансовата стойност на активите се изчислява като разлика между отчетната стойност и натрупаните до момента амортизации.

Подробната калкулацията на балансовата стойност на активите използвани за дейността по видове активи може да бъде проследена в Справка 2 от приложените към заявлението таблици. Дружеството е използвало наличната база данни от счетоводния софтуер за да генерира информацията за отчетната стойност на активите и натрупаната амортизация към началото на регулаторния период.

В резултат на гореизложеното балансовата стойност на активите, които се използват за дейността към началото на регулаторния период е **753 625 хил.лв.**

## **2. Балансова стойност на активите, придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин**

Съгласно счетоводната си политика, дружеството отчита постъпилите средства: (i) от такси за присъединяване на нови обекти съгласно Наредба 6; и (ii) други средства, получени с цел изграждане на активи, като финансиране за дълготрайни активи. За целите на ценнообразуването балансовата стойност на тези средства се приспада от общата балансова стойност на активите на дружеството.

Балансовата стойност на финансираните за активите придобити по безвъзмезден начин се изчислява като разлика между общата стойност на постъпилите средства и начислените амортизации с натрупване при същият подход приложен за т.1.

Към началото на четвъртия регулаторен период балансовата стойност е **172 465**

**хил.лв** съгласно справка 2В от приложените таблици.

## **3. Инвестиции в активи свързани с дейността разпределение**

Политиката за задържане и дори намаление на крайните цени за битовите клиенти през последните години се отрази крайно неблагоприятно върху инвестициите на дружеството. За третия регулаторен период не бяха одобрени никакви инвестиции в РБА на дружеството. В дългосрочен план една такава политика би довела до сериозни последици свързани с качеството на електрозахранването, увеличаване на технологичните разходи и възможността за бърза реакция при нарушено захранване в следствие на аварии или усложнени метеорологични условия. Въпреки това за 2013 и 2014 г. дружеството е направило нетни инвестиции (без инвестиции в активи, придобити чрез финансиране) в размер на **101 898 хил.лв**. Съгласно чл.13 ал.12 от Наредба 1 дружеството предоставя отчет и анализ на инвестициите направени през трети регулаторен период, които не са били признати в РБА и трябва да бъдат признати в четвърти регулаторен период. В таблица 2С-1 и таблица 2С-2 са представени подробни справки за направените инвестиции намалени с реалните амортизации за съответната година. Приложена е формулата за изчисляване на средния номинален размер на инвестициите, като с цел равномерно и плавно развитие на цените общата стойност е разпределена равномерно за трите години от четвъртия регулаторен период. В следствие на това за първата година от четвъртия регулаторен период в стойността на РБА са включени **29 118 хил.лв**.

Предвид занижената инвестиционна програма през последните години в следствие на липсата на тяхното обезпечаване с необходимите финансови средства чрез цените се налага дружеството спешно да се върне към нормалните нива на инвестиции с цел обезпечаване на непрекъснатост и подобряване на сигурността на електро захранването, както и намаляване на технологичните разходи. За четвърти регулаторен период дружеството е заложило да извърши общо **301 680 хил.лв** нетни инвестиции без инвестиции в активи придобити чрез финансиране.

Справка 2D от приложените таблици съдържа подробно разпределение на предвидените инвестиции по видове активи, както и по цели във връзка с чл. 13 ал. 9;10;11 от Наредба 1.

Подробна обосновка по видове обекти и КЕЦ са представени в Приложение 3 към настоящото заявление.

Прилагайки формулата за изчисляване на средния номинален размер на инвестициите за четвърти регулаторен период, посочена в Минималните изисквания на КЕВР, се получава сума равна на **150 745 хил.лв.** След като от тази сума се приспадат съответстващите разходи за амортизации на инвестициите в размер на **13 130 хил.лв.**, се получава стойността **137 615 хил.лв.**

На база горе посочените изчисления ние считаме, че при определяне на цените за мрежови услуги за четвъртия регулаторен период, би трябвало да бъдат признати в РБА инвестиции на стойност **137 615 хил.лв.**

#### **4. Програма за извеждане на активи от експлоатация**

В таблица 2Е са посочени активите, които дружеството планира да изведе от експлоатация през регулаторния период по години. Те трябва да бъдат приспаднати от балансовата стойност на активите към началото на регулаторния период.

Балансовата стойност на активите подлежащи на извеждане от експлоатация е **585 хил.лв.**

#### **5. Оборотен капитал**

Дружеството е направило вътрешен анализ и калкулация на оборотния капитал за базисната година като е използвало разпоредбите и формулите на чл.13 ал.7 от Наредба 1 с цел да получи т. нар. "нетен търговски цикъл" на база дните, за които дружеството възвръща изразходваните парични средства, за осигуряването на услугите. Резултатите от анализа са приложени в Таблица 2F. От изследването е видно че нетният търговски цикъл е 44 дни за базисната година. С цел справедлива калкулация и равнопоставеност между дружествата в бранша, за четвъртия регулаторен период е приложена формулата съгласно чл.13 ал.8 от Наредбата при която оборотния капитал се изчислява като 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност. Това се равнява на 45 дни нетен търговски цикъл.

Предвид гореизложеното **необходимият оборотния капитал** който трябва да бъде признат в РБА за четвъртия регулаторен период е **17 527 хил.лв.**

Вземайки в предвид формулата за калкулиране на РБА и нейните компоненти описани от т.1 до т.5 се получава следната калкулация:

$$\text{РБА} = 753\ 625 - 172\ 465 - 585 + 17\ 527 + 29\ 118 + 137\ 615 = 764\ 835$$

Следователно, за четвърти регулаторен период **признатата регулаторна база на активите** трябва да бъде **764 835 хил.лв.**

#### **D. Възвръщаемост на РБА**

Възвръщаемостта на регулаторната база на активите следва концепцията за средната претеглена цена на капитала (WACC)

Стандартната методология за изчисляване на WACC отчита наличието на различни източници на финансиране на компаниите. Тя се състои от два компонента: цена на собст-

вения капитал и цена на привлечения капитал, които се претеглят спрямо капиталовата структура. По този начин WACC представя средната лихва, която дадена компания трябва да плати за своето финансиране.

ЕВН ЕР е поръчало изготвяне на независимо експертно становище, което представя метод за изчисляване на WACC за ЕВН България в съответствие с международно приетите и стандартизирани изчислителни принципи.

Анализаторите от Stern Stewart & Co са разгледали всеки от параметрите на WACC, като за някои от параметрите използвани в калкулацията са възможни диапазони на стойностите, по-конкретно за пазарната рискова премия или зависещия от рейтинга корпоративен спред. Stern Stewart & Co е приложил консервативен подход, използвайки най-ниските нива на стойности от възможните диапазони. Ако се приложат максималните стойности на тези диапазони, резултатът би бил по-висока стойност на WACC.

Целевата капиталова структура служи като база за претегляне на цената на собствения капитал и цената на привлечения капитал. Принципно съществуват два подхода за определяне на капиталовата структура. Тя може да бъде извлечена от средната за отрасъла капиталова структура или от дефинираната капиталова структура на ЕВН България Електроразпределение в случай, че трябва да се отчетат изискванията на регулатора.

Целевата капиталова структура би следвало да представлява дефинираната капиталова структура, която може да бъде реализирана в средно срочен период.

Сегашното съотношение на привлечен към собствен капитал за ЕВН България е 29.45% привлечен на 70.55% собствен капитал. Тъй като съотношението не се е изменило съществено в сравнение със средното за последните 5 години, очаква се то да остане на сравнимо ниво в средно срочен период в бъдеще и следователно представлява подходяща и оправдана целева капиталова структура.

Независимо от това, регулаторът изисква капиталова структура от 50% привлечен капитал до 50% собствен капитал. Затова предложената капиталова структура на дружеството трябва да се приспособи съгласно с тази нормативна разпоредба.

Следва да се подчертае, че капиталовата структура не влияе съществено върху окончателната стойност на WACC в сравнение с другите компоненти. Това се дължи на факта, че едно променящо се съотношение на привлечен към собствен капитал води до два противоположни ефекта, които почти напълно се балансират. Съотношението привлечен към собствен капитал променя не само коефициентите на претегляне, но и цената на собствения капитал, тъй като влияе на Бета коефициента с ливъридж.

При капиталова структура 50% собствен капитал и 50% привлечен капитал анализаторите от Stern Stewart & Co са изчислили стойност на WACC след (преди) данъчно облагане от **8.94% (9.93%)**, които стойности дружеството използва при ценообразуване.

Калкулацията на WACC е представена в Таблица 5-1 от Приложение 1.

Подробен анализ и детайлна калкулация на всички параметри участващи в определянето на WACC могат да бъдат проследени в Приложение 4.

#### **Е. Разходи за амортизации**

Съгласно счетоводната политика на дружеството амортизацията на дълготрайните активи се изчисляват по линеен метод при следните амортизационни норми:

<b>Вид актив</b>	<b>Амортизационни норми в %</b>
<b>Имоти, машини, съоръжения</b>	
Масивни сгради	4%
Немасивни сгради	15%
Предавателни устройства и съоръжения	4%
Трансформатори и оборудване в трафопостове	5%
Средства за търговско измерване	20%
Останали машини и оборудване	20%
Автомобили	20%
Други транспортни средства	10%
Компютърна техника	33%
За всички останали амортизируеми активи	15%
<b>Нематериални активи</b>	
Лицензии	съгласно срока на лицензията
Софтуер	25%
За всички останали амортизируеми активи	15%

Разходите за амортизация, които трябва да участват при ценообразуването са представени по отделно както следва:

- Разходи за амортизация на съществуващи активи към началото на регулаторния период. Те са изчислени чрез симулация за 2015г., 2016г. и 2017г. директно в счетоводната система. По този начин съвсем точно може да се определи стойността на амортизацията въз основа на конкретния оставащ полезен живот на всеки актив за всяка следваща година. За целите на ценообразуване е заложена средно аритметичната

стойност на разходите за амортизациите на съществуващите активи за периода 2015-2017г. В Справка 4 е посочена подробна калкулация на амортизациите по видове активи като средната стойност на амортизациите на съществуващи активи която трябва да бъде призната е **58 880 хил.лв.**

- Разходи за амортизация на инвестициите за периода 2015 г. -2017 г.

При калкулацията на разходите за амортизации са използвани горепосочените амортизационни норми като е спазена логиката при изчисляване на средната номинална стойност на инвестициите. Трябва да се има предвид че калкулацията е направена върху нетните инвестиции без инвестициите в активи, придобити чрез финансиране.

В справка 4 може да се проследи подробната калкулация по години, видове активи и приложението на формулата съгласно т.24 от Минималните изисквания на КЕВР към за явлението за цени

В резултат на това средния номинален размер на амортизациите на инвестициите за периода 2015 г.- 2017 г. е **13 130 хил.лв.**

- Разходи за амортизация на инвестициите за периода 2013 г. -2014 г. не

признати през третия регулаторен период.Подобно на разходите за амортизации на съществуващи активи данните са извлечени директно от счетоводната система т.е. калкулирани за всеки един актив за всяка година. За целите на ценообразуването е калкулирана средно аритметична стойност за трите години от четвъртия регулаторен период. Подробна калкулация по видове активи както и по години е представена в таблица 2С-1 и таблица 2С-2.

В резултат на това средно аритметичния размер на амортизациите на инвестициите за периода 2013 г.- 2014 г. е **3 851 хил.лв.**

- Разходи за амортизации на активи придобити чрез финансиране или без-

възмездно. Съгласно счетоводната политика и метода на отчитане на активите придобити чрез финансиране посочен в т. А т.2 се извършва начисляване на амортизации на получените финансираня за дълготрайни активи с цел приспадане на тази амортизация от общата амортизация на всички активи на дружеството за целите на ценообразуване.

При изчисляване на стойността на амортизацията на финансиранята за активи е използван същият подход както при изчисляване на амортизацията на съществуващи активи т.е чрез симулация от счетоводната система. В справка 4 е посочена общата стойност на амортизацията на финансираня за активи симулирани по години и средно аритметичната стойност която трябва да бъде взета в предвид при ценообразуване.

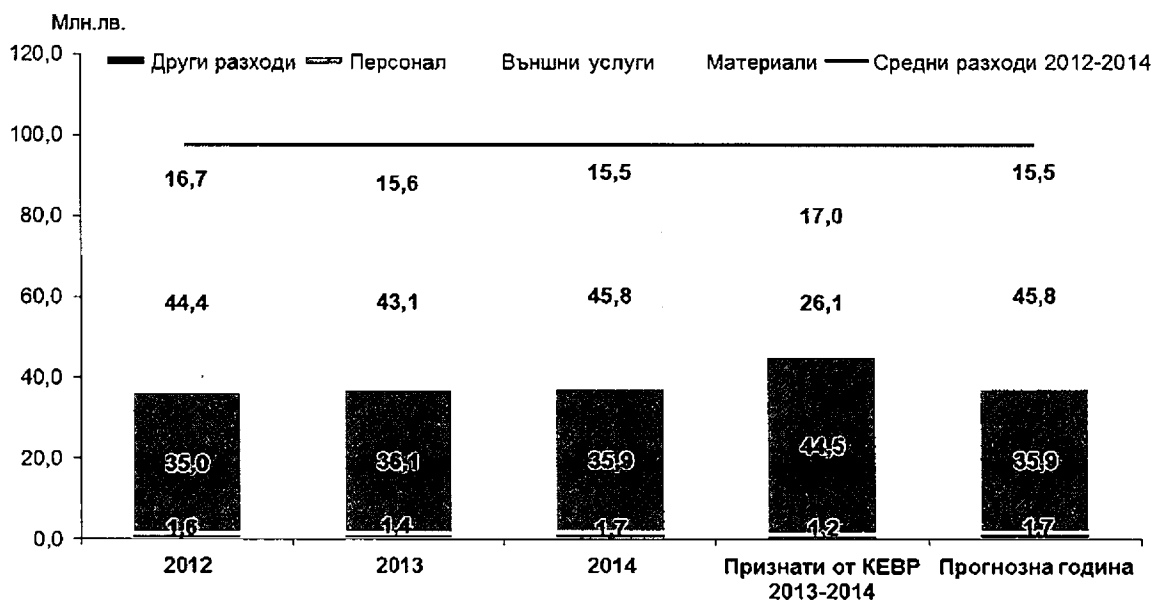
В резултат на това средно аритметичния размер на амортизациите на активите придобити чрез финансиране симулирани за периода 2015 г.- 2017 г. е **8 226 хил.лв.**

#### ***F. Оперативни разходи***

С цел определяне на прогнозните оперативни разходи на дружеството за целите на ценообразуване е направен задълбочен анализ на развитието на оперативните разходи за регулираната дейност през последните 3 години, одобрените разходи от КЕВР за предходния регулаторен период и прогнозните макроикономически параметри като инфлация, изменение на brutния вътрешен продукт през следващия ценови период.

Важно е да се отбележи, че обект на анализа са единствено и само оперативните разходи за дейността разпределение като всички разходи свързани с други нерегулирани дейности и съответстващите им приходи са изключени.





От посочената графика е видно относително постоянното ниво на оперативни разходи, което е ясен знак за достигнатото ниво на тяхната оптималност и относително постоянния им характер независимо от снижените приходи поради намаляване на цените на услугите разпределение през последните няколко години. От анализа също е видно и че признатите разходи за третия регулаторен период са значително подценени.

За целите на ценообразуването за четвъртия регулаторен период и първия ценови период дружеството е приложило консервативен подход за определяне на нивото на оперативните разходи като ги запазва на същите нива както в базисната година. Подходът е консервативен, защото в този случай не се отчита очакваното ниво на инфлация, което пряко влияе на оперативните разходи. За 2015 г. по последни данни от Министерството на финансите и актуализираната есенна макроикономическа прогноза се очаква инфлацията да достигне до 0,1% до края на 2015 г. и 1,1% за 2016 г, което ще доведе до увеличение на оперативните разходи през първата година от новия ценови период спрямо базисната. С прилагането на този подход дружеството си поставя за цел да оптимизира разходите си през новия ценови период с размера на очакваната инфлация. Освен това дружеството не е включило и разходите, които няма да бъдат покрити от застрахователите във връзка с бедствията от средата на Март 2015 г.

Оперативните разходи за дейността разпределение през базисната година са **98 914 хил.лв.** от които 94 234 хил.лв. са разходи за експлоатация и поддръжка и 4 680 хил.лв. са административни разходи за дейността като счетоводни, правни, администрация и др. Приложеният подход за определяне на оперативните разходи на база на реално извършените и реално алокираните по съответните направления и дейности позволява много точно да се определят необходимите разходи по конкретните дейности за новия ценови период. Информацията за оперативните разходи е извлечена от системата

SAP където е организирана тяхната аналитичност по изискванията на ЗЕ чл. 37 и Наредба 1.

Счетоводният сметкопланът е детайлизиран така, че да осигурява необходимата информация за целите на регулаторното счетоводство, която се съдържа в сметките от група 60 - Разходи по икономически елементи. Счетоводното отчитане на разходите се извършва по дейности, по нива на напрежение, по видове обекти –графопостове, въздушни електропроводи, кабелни линии и други и по наблюдавани видове разходи. За целта всеки разход се осчетоводява по разходен център, вътрешна поръчка /ордер/ или Структурен проектоплан /СПП/, което позволява наблюдаваните разходи да бъдат отнасяни по функционално предназначение в конкретния обект, който ги е предизвикал и удовлетворяване изискванията на Единната система за счетоводно отчитане. Използвани са възможностите за шестцифрена структура на сметките, за да се осигури информация за видовете разходи, наблюдавани от КЕВР. Разходите за ремонт се осчетоводяват по сметка и структурен проектоплан, с което отново се осигурява необходимата информация и по видове разходи.

Оперативните разходи са разгледани и в контекста на тяхната класификация като постоянни и променливи, съгласно изискванията на т.14 от Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени. За тази цел са анализирани оперативните разходи и тяхната алокация според дейностите, които ги предизвикват. Детайлна информация за разходите по видове дейности е посочена в справка 6. Разходите са разпределят на постоянни и променливи спрямо тяхното влияние от потреблението на електрическа енергия, като оперативните разходи, които се класифицират като постоянни, са на обща стойност 31 960 хил.лв. и променливи в размер на 66 954 хил.лв. Оперативните разходи за дейността разпределение са представени и по икономически елементи съгласно изискванията по т. 15 от Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени.

**Разходите за материали за регулирана дейност** са на обща стойност 15 527 хил.лв. и представляват 15,7 % в структурата на оперативните разходи. Разходите за материали се разпределят в следните основни пера:

Разходи за кабели, кабелна арматура и проводници	1 831
Разходи за стълбове	1 636
Разходи за ел.табла и електромери	544
Разходи за други устройства и оборудване	3 739
Разходи за гориво-смазочни материали	3 815
Разходи за работно облекло и лични предпазни средства	1 362
Разходи за инструменти и инвентар	574
Разходи за ел. енергия	761
Разходи за автомобилни гуми	303
Разходи за топлинна енергия	175
Разходи за други материали	787

**Разходите за външни услуги за регулирана дейност** са на обща стойност 45 781 хил.лв и представляват 46,3 % в структурата на оперативните разходи. Разходите за външни услуги се разпределят в следните основни пера:

Разходи за ремонт и текуща и аварийна поддръжка на мрежата	9 547
Разходи за проверка на измервателни уреди	1 341
Разходи за обслужване и поддръжка на автопарк	2 131
Разходи за административни услуги (финансово-счетоводни, правни и регулаторни, ТРЗ, ИТ и др.	5 931
Разходи за консултантски услуги	551
Разходи за охрана на енергийни обекти	5 433
Разходи за наеми	1 683
Разходи за софтуерна поддръжка	2 505
Разходи за застраховки	1 941
Разходи по събиране на вземанията	2 249
Разходи за отчитане на електромери	9 140
Разходи за телефонни, пощенски и интернет услуги	503
Разходи за такси за лицензии	456
Разходи за други такси	306
Разходи за поддържане на инфраструктура	359
Разходи за други външни услуги	1 705

**Разходите за персонал за регулирана дейност** са на обща стойност 35 883 хил.лв., като от тях са приспаднати разходите за персонал, свързан с инвестиционни дейности. Те представляват 36,3 % от общите оперативни разходи. Основните пера в разходите за персонал са както следва:

Разходи за заплати	26 291
Разходи за социални осигуровки	6 817
Социални разходи	2 775

**Други разходи за регулирана дейност** са на обща стойност 1 723 хил.лв. и представляват 1,7 % в структурата на оперативните разходи. Другите разходи се разпределят в следните основни пера:

Разходи за местни данъци и такси	1 005
Разходи за командировки	529
Други разходи	189

#### **G. Разходи за балансиране**

В изпълнение на Правилата за търговия с електрическа енергия и приетия от Електроенергийния системен оператор (ЕСО) план за провеждане на тестов период, "ЕВН България Електроснабдяване" ЕАД, като координатор на специална балансираща група изп-

раща информация за енергията необходима за покриване на технологичните разходи на мрежата на "ЕВН България Електроразпределение" от ефективното стартиране на балансиращия пазар от м. юни 2014 г.

Размерът на разходите за балансиране, които следва да бъдат включени в цените за пренос на електрическа енергия по електроразпределителната мрежа, свързани с енергията за покриване на технологичните разходи е определен при условието, че Крайният снабдител и ЕВН България Електроразпределение, с технологичния разход, са преки членове в една балансираща група. Почасовите прогнози на енергията за покриване на технологичните разходи се извършват на базата на почасовите прогнози на товара на лицензионната територия на дружество и прогнозния месечен процент на технологичните разходи. За прогнозиране на почасовия товар на лицензионната територия на дружество се взимат предвид фактори като температура, почивни и работни дни, дълги празници, сезонност, исторически товар.

Резултатите от 9 месеца работа на балансиращия пазар показват, че най-голяма тежест при определяне на товара на лицензионната територия на дружество има температурният фактор, тъй като потреблението на електрическа енергия е свързано с отопление през зимата и охлаждане през лятото. В допълнение, върху разходите за балансиране влияят и вариращите в голям диапазон и често достигащи екстремни стойности цени за недостиг и излишък, определяни от Енергийния системен оператор ЕАД (ЕСО).

В таблицата по-долу са показани средните месечни почасови цени за недостиг и излишък, които определя ЕСО, както и екстремните стойности, до които са достигали:

	Цена за недостиг, лв. / МВтч			Цена за излишък, лв. / МВтч		
	Средна	Макс	Мин	Средна	Макс	Мин
2014.06	190,21	790,22	98,49	14,72	35,49	-37,42
2014.07	208,75	1 873,41	19,14	6,59	59,00	-51,02
2014.08	228,77	1 721,35	60,94	10,54	110,92	-25,14
2014.09	237,40	919,57	105,37	1,20	31,29	-129,81
2014.10	219,87	849,00	0,00	5,60	39,74	-28,56
2014.11	183,52	1 432,57	141,00	4,62	72,29	-124,47
2014.12	189,60	839,43	32,93	-1,68	30,05	-215,70
2015.01	201,49	879,96	59,56	9,57	40,79	0,00
2015.02	187,74	778,03	0,00	11,16	30,00	0,00

Анализът от дейността от 06.2014 до 02.2015 г., заедно с последните три месеца от тестовия период (3.2014 – 5.2014) показват, че на годишна база грешка за периода 03.2014-02.2015 води до средно-претеглено годишно отклонение в прогнозата на технологичния разход от ~6%, което има финансово изражение от 4,75 лв./МВтч на реално измерен МВтч технологичен разход.

За нуждите на изчисленията за периода 3.2014-5.2014 са използвани резултатите от симулацията (прогноза и реално измерено) от тестовия период на балансиращия пазар, като за цени на балансиращата енергия за излишък и недостиг са приложени почасовите цени за недостиг и излишък обявени от ЕСО за м.февруари 2015 г. За покупна цена за енергията за покриване на технологичния разход е взета съответната цена на Обществения доставчик – 30 лв./МВтч. Данните за месеците 06.2014-02.2015 са реалните резултати на дружество, като пряк член на специалната балансираща група на ЕВН България Електроснабдяване за деветте месеца работа на балансиращия пазар.

Резултатите по месеци са както следва:

	<b>Технологичен разход</b>		
	Балансираща енергия от измерения технологичен разход, %	Средни разходи за балансиране, лв./МВтч	Разходи за балансиране от общите разходи, %
2014.03	16,67%	-14,78	37,16%
2014.04	15,70%	-16,83	39,96%
2014.05	25,83%	-6,71	18,28%
2014.06	1,98%	-1,63	1,60%
2014.07	2,18%	-1,17	3,75%
2014.08	12,65%	-2,91	8,84%
2014.09	4,80%	-1,93	6,04%
2014.10	7,60%	-2,05	6,40%
2014.11	2,78%	-1,13	3,63%
2014.12	10,91%	-3,54	10,56%
2015.01	5,17%	-1,61	5,09%
2015.02	8,01%	-2,01	6,28%
<b>Общо</b>	<b>6,24%</b>	<b>-4,75</b>	<b>12,40%</b>

От направения анализ е видно, че с най-голямо влияние върху точността на прогнозата на целия товар на лицензионната територия на дружеството и съответно на енергията за покриване на технологичните разходи, са метеорологичните условия и това че, дружеството няма контрол върху точността на метеорологичните прогнози, както и непредвидимостта на почасовите цените за недостиг и излишък определени от ЕСО. В тази връзка не се очаква разходите за балансиране на дружество да паднат под 4,75 лв./МВтч. на годишна база.

Предвид горе изложеното за целите на ценообразуване разходите за балансиране са на обща стойност **4 591 хил.лв.** и са калкулирани като произведение от количеството технологични разходи за ценовия период и цена за балансиране 4,74 лв./МВтч. Дружеството счита, че тези разходи трябва да бъдат включени в необходимите приходи за целите на ценообразуването.

#### **Н. Z фактор от предходни периоди**

Дружеството счита, че Решение Ц-12/30.06.2014г. и Ц-16/01.10.2014г на ДКЕВР, с които Комисията определи, че трябва да се намалят необходимите годишни приходи с „получен допълнителен приход“ въз основа на констатации в доклад за извършен одит, е изцяло грешно интерпретиране на Закона за енергетиката и Наредба 1. и не следва да се прилага в четвъртия регулаторен период.

#### **VII. Цени**

Необходимите приходи на дружеството за първата година от четвъртия регулаторен период са калкулирани на база на стойностите получени за всеки от параметрите анализирани и посочени в т. VI и следната формула:

$$НП = P + (РБА * НВ),$$

където:

НП са необходимите годишни приходи;

P - годишните разходи за дейността по лицензията включващи технологични разходи(т. VI,B), разходи за балансиране (VI,G), оперативни разходи(VI,F), годишни разходи за амортизация на активи използвани за дейността разпределение(VI,E);

РБА - регулаторна база на активите (VI, C);

НВ – норма на възвръщаемост, калкулирана на база на WACC (VI, D)

$$НП = (36\ 708 + 4\ 591 + 98\ 914 + 67\ 468) + (764\ 835 * 9,93\%)$$

$$\underline{НП = 283\ 629 \text{ хил.лв.}}$$

Следователно необходимите приходи на дружеството за първата година от четвърти регулаторен период са **283 629 хил.лв.** Те са разпределени детайлно по видове услуги и нива на напрежение така както се предизвикват от клиентите:

- За услугата достъп до разпределителната мрежа **73 899 хил.лв.**

- небитови клиенти 41 440 хил.лв.

- битови клиенти 32 459 хил.лв.

- За услугата пренос през разпределителната мрежа **209 730 хил.лв.**

- Ср. Н за всички клиенти на дружеството (без директно присъединени към мрежа високо напрежение) 52 355 хил.лв.

- Н. Н (само за клиенти присъединени към мрежа Н.Н) 157 375 хил.лв.

Детайлно разпределение на необходимите приходи по услугите, които ги предизвикват е представена в справка 7.

#### **А. Цена за достъп до разпределителната мрежа на небитови клиенти**

Цената за достъп на небитови клиенти се изчислява в лв. на кВт на ден по следната формула:

$$Ц_{\text{дост.}}(\text{неб.к}) = \frac{НП_{\text{дост.}}(\text{неб.к})}{M(\text{неб.к}) / 365 \text{ дни}}$$

където:

Ц<sub>дост.</sub>(неб.к) – цена за достъп на небитови клиенти, лв./кВтч/ден

НП<sub>дост.</sub>(неб.к) – необходими приходи за услугата достъп на небитови клиенти, лв.

M(неб.к) – договорена мощност за ценовия период, кВт

Цдост.(неб.к) = 41 440 хил.лв / 5 475 930 Кв. / 365 дни

**Цдост.(неб.к) = 0,02073 лв./кВт./ден**

***V. Цена за достъп до разпределителната мрежа на битови клиенти***

Цената за достъп на битови клиенти се изчислява в лв. на кВтч. по следната формула:

Цдост.(бит.к) = НПдост. (бит.к) / Е пр.(бит.к)

където:

Цдост.(бит.к) – цена за достъп на битови клиенти, лв./кВтч.

НПдост. (бит.к) – необходими приходи за услугата достъп на битови клиенти, лв.

Е пр. (бит.к) – прогнозно потребление на електрическа енергия от битови клиенти за ценовия период, кВтч.

Цдост.(бит.к) = 32 459 хил.лв. / 3 736 483 кВтч

**Цдост.(бит.к) = 0,00869 лв./кВтч**

***C. Цени за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение***

Цени за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение се изчислява по следната формула:

Цр.(Ср.Н) = НПр. (Ср.Н) / Е пр.(Ср.Н)

където:

Цр.(Ср.Н) – цена за разпределение на средно напрежение, лв./кВтч.

НП р. (Ср.Н) – необходими приходи за дейността разпределение на електрическа енергия по електрическата мрежа средно напрежение, лв.

Епр. (Ср.Н) – прогнозно потребление на електрическа енергия от потребители на средно напрежение и доставена енергия в мрежа ниско напрежение кВтч.

Цр.(Ср.Н) = 52 355 хил.лв. / 7 722 274 кВтч

**Цр.(Ср.Н) = 0,00678 лв./кВтч**

***D. Цени за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение***

Цени за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение се изчислява по следната формула:

Цр.(Н.Н) = НПр. (Н.Н) / Е пр.(Н.Н)

където:

Цр.(Н.Н) – цена за разпределение на ниско напрежение, лв./кВтч.

НП р. (Н.Н) – необходими приходи за дейността разпределение на електрическа енергия по електрическата мрежа ниско напрежение, лв.

Епр. (Н.Н) – прогнозно потребление на електрическа енергия от потребители на ниско напрежение кВтч.

Цр.(Н.Н) = 157 375 хил.лв. / 6 125 286 кВтч

**Цр.(Н.Н) = 0,02569 лв./кВтч**

Клиентите присъединени към мрежа ниско напрежение заплащат обща цена за пренос ниско напрежение равна на сбора между цена за пренос на средно напрежение и цена за пренос само през мрежа ниско напрежение по формулата:

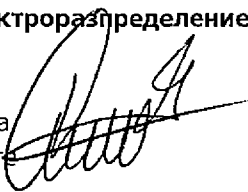
Цр.обща (Н.Н) = Цр.(Ср.Н) + Цр.(Н.Н)

Цр.обща (Н.Н) = 0,00678 лв./кВтч + 0,02569 лв./кВтч

**Цр.обща (Н.Н) = 0,03247 лв./кВтч**

**„ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД**

Костадин Величков  
Изпълнителен член на  
Съвета на директорите



Дата: ..20.03...2015г.





**ПРИЛОЖЕНИЕ 2.1.1.**

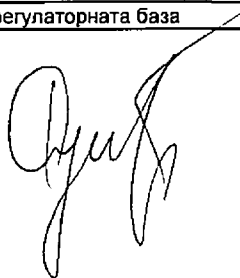
Справки от 1 до 10 съгласно Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за  
цени

Справка № 1  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**  
 Оперативни резултати (от дейността) за базисната година и прогнозираните корекции

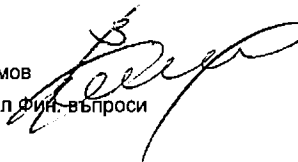
хил.лв.

№	ПОКАЗАТЕЛИ	Базисна година	Прогнозираните корекции	Прогнозни приходи	Нерегулирани услуги
1	2	3	4	5	6
	<b>Оперативни приходи (от дейността)</b>				
1	Приходи от дейността	246 402		283 629	X
2	Други приходи				X
	<b>Общо оперативни приходи (от дейността)</b>				X
	<b>Оперативни разходи</b>				
	<b>Експлоатация и поддръжка</b>				
1	Закупена енергия за технологични разходи	67 378	-30 670	36 708	
2	Разходи за балансиране			4 591	
3	Разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение	94 234	0	94 234	
4	Административни и с общо предназначение	4 680	0	4 680	
	<b>Общо експлоатация и поддръжка</b>	<b>166 292</b>	<b>-30 670,0</b>	<b>140 213</b>	
1	Разходи за амортизации на съществуващи активи	65 483	-6 770	58 713	
2	Разходи за амортизации на инвестиции 2015-2017			13 130	
3	Разходи за амортизации на инвестиции 2013-2014			3 851	
4	Годишни амортизационни отчисления за активи придобити по безвъзмезден начин	-7 869	-357	-8 226	
	<b>Общо оперативни разходи (за дейността)</b>	<b>223 906</b>	<b>-37 797</b>	<b>207 681</b>	
	<b>Регулаторна база</b>				
1	Призната балансова стойност на активите	753 625	-585	753 040	
2	Среден номинален размер на инвестициите 2015-2017			137 615	
2а	Среден номинален размер на инвестициите 2013-2014	69 867		29 118	
3	Необходим оборотен капитал	20 787	-3 260	17 527	
4	Балансова стойност на активи придобити по безвъзмезден начин (придобити чрез финансиране/ присъединявания)	-172 465	0	-172 465	
	<b>Общо компоненти на регулаторната база</b>	<b>671 814</b>	<b>-3 845</b>	<b>764 835</b>	
	Норма на възвръщаемост на капитала (%)	3,3%		9,93%	
	Възвръщаемост на регулаторната база	22 496		75 948	

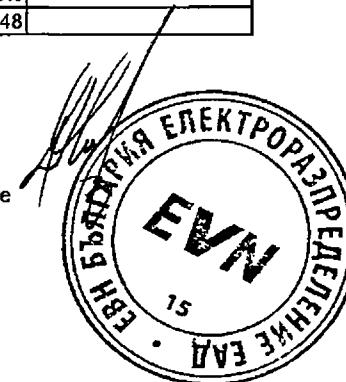
маг. Росица Русева  
отдел Фин. въпроси



маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси



инж. Гочо Чемширов  
Зам. Председател на  
Съвета на директорите



Справка № 2  
 "ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД  
 Текущи активи по разпределение

хил.лв.

№	АКТИВИ	Призната отчетна стойност на активите	Нагрупана амортизация към началото на регулаторния период 31.12.2014	Балансова стойност на активите към началото на рег.период 31.12.2014 (3-4)
1	2	3	4	5
	<b>Материални активи</b>			
1	Земя	13 055	0	13 055
2	Сгради	103 813	48 209	55 604
3	Въздушни електропроводи	379 931	197 104	182 827
	<i>в т.ч. Въздушни електропроводи НН</i>	<i>258 380</i>	<i>117 891</i>	<i>140 489</i>
4	Подстанции	14 219	4 031	10 188
5	Кабелни електропроводи	442 852	156 281	286 571
	<i>в т.ч. Кабелни електропроводи НН</i>	<i>244 703</i>	<i>94 066</i>	<i>150 637</i>
6	Трансформатори и оборудване ТП	211 408	87 100	124 308
	<i>в т.ч. Възлови станции Ср.Н</i>	<i>19 010</i>	<i>6 381</i>	<i>12 629</i>
7	Измервателни уреди	142 666	103 171	39 495
8	Улично осветление	0	0	0
9	Офис оборудване в т.ч.	18 067	15 059	3 008
	<i>- Компютърни системи</i>	<i>16 086</i>	<i>13 480</i>	<i>2 606</i>
10	Транспортни средства	29 134	23 470	5 664
11	Комуникационни средства	39 004	26 975	12 029
12	Други	17 096	12 673	4 423
	<b>Общо материални активи</b>	<b>1 411 245</b>	<b>674 073</b>	<b>737 172</b>
	<b>Нематериални активи</b>			
1	Компютърен софтуер	18 274	13 870	4 404
2	Други нематериални активи	14 790	2 741	12 049
	<b>Общо нематериални активи</b>	<b>33 064</b>	<b>16 611</b>	<b>16 453</b>
	<b>Общо активи</b>	<b>1 444 309</b>	<b>690 684</b>	<b>753 625</b>

маг. Юлия Георгиева  
 отдел Фин. въпроси

маг. Велко Куршумов  
 Ръководител отдел Фин. въпроси

инж. Гочо Чемширов  
 Зам. Председател на  
 Съвета на директорите




Справка № 2А  
 "ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД  
 Преоценка на активи

хил. лв.

№	АКТИВИ	Стойност преди преоценка към....г.	Стойност след преоценка
1	2	3	4
	<b>Материални активи</b>		
1	Земи		
2	Сгради		
3	Въздушни електропроводи		
4	Подстанции		
5	Кабелни електропроводи		
6	Трансформатори		
7	Измервателни уреди		
8	Улично осветление		
9	Офис оборудване в т.ч.		
	- Компютърни системи		
10	Транспортни средства		
11	Комуникационни средства		
12	Други		
	<b>Общо материални активи</b>		
	<b>Нематериални активи</b>		
1	Компютърен софтуер		
2	Други нематериални активи		
	<b>Общо нематериални активи</b>		
	<b>Общо активи</b>		

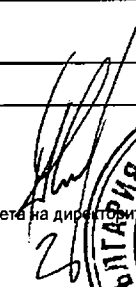
маг. Юлия Георгиева  
отдел Фин. въпроси



маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси



инж. Гочо Чешкиров  
Зам. Председател на Съвета на директорите



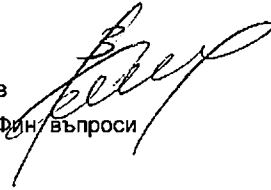

**Справка № 2В**  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**  
**Активи, придобити по безвъзмезден начин**

№	АКТИВИ	Отчетна стойност на активите	Натрупана амортизация към началото на регулаторния период	Балансова стойност на активите към началото на рег.период (3-4)
1	2	3	4	5
1	Общо активи	204 628	32 163	172 465

маг. Юлия Георгиева  
отдел Фин. въпроси



маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси



инж. Гочо Чемширов  
Зам. Председател на Съвета на директорите



**Справка № 2С**  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**  
**Инвестиционна програма за предходен период (прогноза спрямо изпълнение)**

хил. лв

№	АКТИВИ	Прогнозен инвестиционен план			Изпълнение на инвестиционния план			Разлика (Прогноза- Изпълнение)
		2013	2014	Общо	2013	2014	Общо	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Материални активи							
2	Земя				454	827	1 281	1 281
3	Сгради				1 614	625	2 240	2 240
4	Подстанции				167	5	173	173
4.1.	Трансформатори				0	0	0	0
4.2.	Оборудване				167	5	173	173
5	Трафопостове				2 629	5 812	8 441	8 441
5.1.	Трансформатори				121	2 848	2 969	2 969
5.2.	Оборудване				2 508	2 963	5 472	5 472
6	Въздушни електропроводи				11 533	10 290	21 822	21 822
6.1.	Въздушни електропроводи В. Н.				15	0	15	15
6.2.	Въздушни електропроводи Ср. Н.				1 553	1 045	2 598	2 598
6.3.	Въздушни електропроводи Н.Н.				9 964	9 245	19 209	19 209
7	Кабелни електропроводи				13 665	13 037	26 702	26 702
7.1.	Кабелни електропроводи В. Н.				5	0	5	5
7.2.	Кабелни електропроводи Ср. Н.				6 504	3 936	10 440	10 440
7.3.	Кабелни електропроводи Н. Н.				7 156	9 101	16 257	16 257
8	Измервателни уреди				4 440	26 574	31 014	31 014
9	Офис оборудване в т.ч.				294	1 826	2 120	2 120
10	- Компютърни системи				293	1 826	2 119	2 119
11	Транспортни средства				632	334	967	967
12	Комуникационни средства				1 745	487	2 232	2 232
13	Други				295	814	1 109	1 109
	<b>Общо материални активи</b>				<b>37 468</b>	<b>60 631</b>	<b>98 099</b>	<b>98 099</b>
14	Нематериални активи				0	0	0	0
15	Компютърен софтуер				918	2 386	3 304	3 304
16	Други нематериални активи				239	256	495	495
17	<b>Общо нематериални активи</b>				<b>1 157</b>	<b>2 642</b>	<b>3 799</b>	<b>3 799</b>
18	<b>Общо материални и нематериални активи</b>				<b>38 625</b>	<b>63 273</b>	<b>101 898</b>	<b>101 898</b>
19	Активи придобити чрез финансиране/присъеденявания				27 916	16 573	44 489	44 489
20	<b>Общо инвестиции</b>				<b>66 541</b>	<b>79 846</b>	<b>146 387</b>	<b>146 387</b>

№	Цели	2013	2014	Общо	2013	2014	Общо	Разлика (Прогноза- Изпълнение)
1	Развитие и подобряване на мрежата, които включват активи под № 2, 3, 4, 5, 6, 7 и др.				15 620	22 150	37 770	37 770
2	Повишаване сигурността на доставките, които включват активи под № 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12 и др.				17 216	24 489	41 705	41 705
3	Намаление на технологичните разходи, които включват активи под № 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12 и др.				2 569	2 739	5 308	5 308
4	Законови задължения, в т. ч.				31 136	30 468	61 604	61 604
4.1.	Изакупуване на енергийни обекти и съоръжения съгласно § 4 от ПЗР на ЗЕ, включват се активи под № 2-8 включително.				539	359	897	897
4.2.	Присъединяване на обекти на производители към мрежата, съгласно чл. 15 от ЗВАЕИБ, включват се активи под № 2-8 включително.				14 063	3 464	17 526	17 526
4.3.	Задължения към обществото, включващи обезпечаване сигурността на снабдяването, непрекъснатостта и качеството на електрическата енергия, опазване на околната среда, живота, здравето и собствеността на гражданите				13 974	22 363	36 358	36 358
4.4.	Либерализиран пазар включват се активи под № 8, 10, 12 и др.				2 560	4 263	6 823	6 823
	<b>Общо</b>				<b>66 541</b>	<b>79 846</b>	<b>146 387</b>	<b>146 387</b>

инж. Емил Панков  
отдел Управление на мрежата

маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. Въпроси

инж. Венциров  
Зам. Председател на Съвета на директорите



**Справка № 2С-1**  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**  
**Текущи активи по разпределение с дата на придобиване 01.01.2013-31.12.2013**

хил.лв.

№	АКТИВИ	Призната отчетна стойност на активите придобити през 2013 г.	Годишна амортизация за 2013г.	Балансова стойност на активите придобити през 2013 към 31.12.2013	Годишна амортизация за 2014г.	Балансова стойност на активите придобити през 2013 към 31.12.2014
1	2	4	5	6	7	
	<b>Материални активи</b>					
1	Земя	500	0	500	0	500
2	Сгради	1 214	4	1 210	48	1 162
3	Въздушни електропроводи	15 110	137	14 973	604	14 369
	<i>в т.ч. Въздушни електропроводи НН</i>	11 774	88	11 686	471	11 215
4	Подстанции	16	1	15	1	14
5	Кабелни електропроводи	29 310	554	28 756	1 172	27 584
	<i>в т.ч. Кабелни електропроводи НН</i>	15 937	298	15 639	637	15 002
6	Трансформатори и оборудване ТП	9 325	248	9 077	466	8 611
	<i>в т.ч. Възлови станции Ср.Н</i>	1 551	48	1 503	76	1 427
7	Измервателни уреди	4 562	191	4 371	913	3 458
8	Улично осветление	0	0	0	0	0
9	Офис оборудване в т.ч. - Компютърни системи	633 545	14 13	619 532	195 182	424 350
10	Транспортни средства	572	64	508	113	395
11	Комуникационни средства	6 275	610	5 665	1 253	4 412
12	Други	619	45	574	92	482
	<b>Общо материални активи</b>	<b>68 136</b>	<b>1 868</b>	<b>66 268</b>	<b>4 857</b>	<b>61 411</b>
	<b>Нематериални активи</b>					0
1	Компютърен софтуер	889	83	806	222	584
2	Други нематериални активи	245	9	236	10	226
	<b>Общо нематериални активи</b>	<b>1 134</b>	<b>92</b>	<b>1 042</b>	<b>232</b>	<b>810</b>
	<b>Общо активи</b>	<b>69 270</b>	<b>1 960</b>	<b>67 310</b>	<b>5 089</b>	<b>62 221</b>

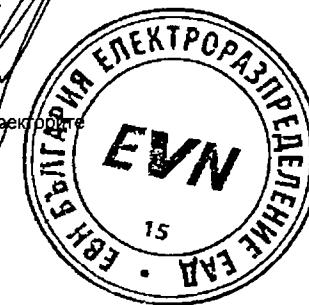
Постъпления от ново присъединяване през 2013 г.	27 916	746	27 170	1 230	25 940
---	--------	-----	--------	-------	--------

Среден номинален размер на придобитите активи през 2013 г. без активи придобити чрез финансиране, калкулирани съгласно т.24 от електроразпределителните дружества за първата ценова година на четвъртия регулаторен период	18 784
--	--------

маг. Юлия Георгиева  
отдел Фин. въпроси

маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси

инж. Гочо Чемширов  
Зам. Председател на Съвета на директорите



Справка № 2С-2  
 "ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД  
 Текущи активи по разпределение с дата на придобиване 01.01.2014-31.12.2014

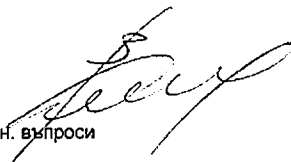
хил.лв.

№	АКТИВИ	Призната отчетна стойност на активите придобити през 2014 г.	Годишна амортизация за 2014г.	Балансова стойност на активите придобити през 2014г. към 31.12.2014
1	2	4	5	6
	<b>Материални активи</b>			
1	Земя	996	0	996
2	Сгради	651	8	643
3	Въздушни електропроводи	12 263	139	12 124
	<i>в т.ч. Въздушни електропроводи НН</i>	<i>10 708</i>	<i>113</i>	<i>10 595</i>
4	Подстанции	0	0	0
5	Кабелни електропроводи	24 630	437	24 193
	<i>в т.ч. Кабелни електропроводи НН</i>	<i>15 186</i>	<i>269</i>	<i>14 917</i>
6	Трансформатори и оборудване ТП	9 551	155	9 396
	<i>в т.ч. Възлови станции Ср.Н</i>	<i>272</i>	<i>6</i>	<i>266</i>
7	Измервателни уреди	26 326	2 794	23 532
8	Улично осветление	0	0	0
9	Офис оборудване в т.ч.	1 928	336	1 592
	- Компютърни системи	1 867	335	1 532
10	Транспортни средства	774	123	651
11	Комуникационни средства	2 117	209	1 908
12	Други	1 117	126	991
	<b>Общо материални активи</b>	<b>80 353</b>	<b>4 327</b>	<b>76 026</b>
	<b>Нематериални активи</b>		0	0
1	Компютърен софтуер	2 231	177	2 054
2	Други нематериални активи	266	0	266
	<b>Общо нематериални активи</b>	<b>2 497</b>	<b>177</b>	<b>2 320</b>
	<b>Общо активи</b>	<b>82 850</b>	<b>4 504</b>	<b>78 346</b>
	Постъпления от ново присъединяване	16 806	464	16 342
	Среден номинален размер на придобитите активи през 2014 г. без активи придобити чрез финансиране, калкулирани съгласно т.24 от електроразпределителните дружества за първата ценова година на четвъртия			10 334

маг. Юлия Георгиева  
отдел Фин. въпроси



маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси



инж. Гочо Чемширов  
Зам. Председател на Съвета на директорите





**Справка № 2D**  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**  
**Инвестиционна програма за четвърти регулаторен период**  
**и очакван ефект върху целевите показатели за качество на услугата и енергията**

хил.лв.

№	АКТИВИ	Инвестиционен План			Общо
		2015	2016	2017	
1	2	3	4	5	6
1	Материални активи				
2	Земя	708	400	200	1 308
3	Сгради	8 079	6 401	3 320	17 799
4	Подстанции	585	9 910	13 114	23 609
4.1.	Трансформатори	0	1 100	800	1 900
4.2.	Оборудване	585	8 810	12 314	21 709
5	Трафопостове	17 742	15 502	17 739	50 982
5.1.	Трансформатори	6 523	5 992	6 495	19 010
5.2.	Оборудване	11 219	9 510	11 244	31 972
6	Въздушни електропроводи	16 828	14 384	18 116	49 328
6.1.	Въздушни електропроводи В. Н.	0	120	1 250	1 370
6.2.	Въздушни електропроводи Ср. Н.	2 244	1 902	2 249	6 394
6.3.	Въздушни електропроводи Н.Н.	14 585	12 362	14 617	41 564
7	Кабелни електропроводи	28 055	24 794	28 109	80 958
7.1.	Кабелни електропроводи В. Н.	7	1 020	0	1 027
7.2.	Кабелни електропроводи Ср. Н.	11 780	9 985	11 806	33 571
7.3.	Кабелни електропроводи Н. Н.	16 267	13 789	16 303	46 360
8	Измервателни уреди	23 780	23 788	11 087	58 655
9	Офис оборудване в т.ч.	404	1 855	3 045	5 304
	Компютърни системи	404	1 855	3 045	5 304
10	Транспортни средства	454	1 323	1 364	3 142
11	Комуникационни средства	436	650	470	1 556
12	Други	920	682	576	2 179
	Общо материални активи	97 989	99 689	97 140	294 819
13	Нематериални активи	0	0	0	0
14	Компютърен софтуер	1 741	525	2 700	4 966
15	Други нематериални активи	515	690	690	1 895
16	Общо нематериални активи	2 256	1 215	3 390	6 861
17	Общо материални и нематериални активи	100 245	100 904	100 530	301 680
18	Активи придобити чрез финансиране/присъеденявания	20 618	22 865	24 207	67 690

Прогнозен среден номинален размер на инвестициите за четвърти регулаторен период без инвестиции в активи придобити чрез финансиране, калкулирани съгласно т.24 от електроразпределителните дружества за първата ценова година на четвъртия регулаторен период	150 745
---	---------

№	Цели	2015	2016	2017	Общо
1	Развитие и подобряване на мрежата, които включват активи под № 2, 3, 4, 5, 6, 7 и др.	24 269	26 404	29 516	80 188
2	Повишаване сигурността на доставките, които включват активи под № 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12 и др.	21 010	20 476	21 959	63 445
3	Намаление на технологичните разходи, които включват активи под № 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12 и др.	28 000	26 866	18 115	72 981
4	Законови задължения, в т. ч.	26 967	27 158	30 941	85 066
4.1.	Изкупуване на енергийни обекти и съоръжения съгласно § 4 от ПЗР на ЗЕ, включват се активи под № 2-8 включително.	654	500	500	1 654
4.2.	Присъединяване на обекти на производители към мрежата, съгласно чл. 15 от ЗВАЕИБ, включват се активи под № 2-8 включително.	3 676	4 865	3 706	12 248
4.3.	Задължения към обществото, включващи обезпечаване сигурността на снабдяването, непрекъснатостта и качеството на електрическата енергия, опазване на околната среда, живота, здравето и собствеността на гражданите	19 959	18 889	23 424	62 271
4.4.	Либерализиран пазар включват се активи под № 8, 10, 12 и др.	2 678	2 905	3 309	8 892
	Общо	100 245	100 904	100 530	301 680

инж. Емил Панков  
отдел Управление на мрежата

маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси

инж. Гочо Чемширов  
Зам. Председател на Съвета на директорите



**Справка № 2Е**  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**  
**Програма за извеждане на активи от експлоатация**

хил.лв.

№	АКТИВИ	Балансова стойност на активи към годината на извеждане от експлоатация			Средно-претеглена балансова стойност на активи за извеждане от експлоатация (7*2,5+8*1,5+9*0,5)/3	Амортизация на активите			Средно-претеглена стойност на разходите за амортизации на отписани активи (7*2,5+8*1,5+9*0,5)/3
		2015	2016	2017		Годишна амортизация на отписани активи през 2015	Годишна амортизация на отписани активи през 2016	Годишна амортизация на отписани активи през 2017	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	<b>Материални активи</b>								
1	Земя	5	9	43	16	0	0	0	0
2	Сгради	37	56	21	62	2	5	2	5
3	Въздушни електропроводи	230	30	162	234	41	3	21	39
4	Подстанции	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Кабелни електропроводи	48	9	212	80	16	1	4	15
6	Трансформатори	6	5	5	8	3	1	1	3
7	Измервателни уреди	118	120	120	178	65	66	66	98
8	Улично осветление	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Офис оборудване в т.ч. - Компютърни системи	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Транспортни средства	2	6	5	6	2	7	9	7
11	Комуникационни средства	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Други	1	0	0	1	0	0	0	0
	<b>Общо материални активи</b>	<b>447</b>	<b>235</b>	<b>568</b>	<b>585</b>	<b>129</b>	<b>83</b>	<b>103</b>	<b>167</b>
	<b>Нематериални активи</b>								
1	Компютърен софтуер	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Други нематериални активи	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Общо нематериални активи</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Общо активи</b>	<b>447</b>	<b>235</b>	<b>568</b>	<b>585</b>	<b>129</b>	<b>83</b>	<b>103</b>	<b>167</b>

инж. Емил Панков  
отдел Управление на мрежата

маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси

инж. Гочо Чемширов  
Зам. Председател на Съвета на директорите



Справка № 2F  
 "ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД  
 Калкулация на оборотния капитал съгласно чл.13 ал.7 от Наредба 1

НЦОК -Нетният цикъл на оборотния капитал се определя в дни, по следната формула: НЦОК=((СВК+СМЗ-СЗД)/НППп)*360	Означение	Мярка	Балансова стойност към 31.12.2014	Балансова стойност към 31.12.2013	Калкулация
СВК – признатата средногодишна величина на вземанията от клиенти и доставчици, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на вземанията от клиенти и доставчици, към началото и към края на базовата година, в хил.лв.;	СВК	хил.лв.	56 329	66 408	61 369
<i>СВК – вземанията от клиенти и доставчици</i>			5 280	4 715	
<i>СВК(св.л.ЕС) – вземания от свързани лица - "ЕВН България Електроснабдяване" ЕАД за вземания от клиенти за пренос, достъп до разпр. мрежа и преносната мрежа</i>			51 049	61 693	
СМЗ – признатата средногодишна величина на материалните запаси, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на материалните запаси, към началото и края на базовата година, в хил.лв.;	СМЗ	хил.лв.	9 875	7 828	8 852
СЗД - признатата средногодишна величина на задълженията към доставчици и клиенти, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на задълженията към доставчици и клиенти, към началото и края на базовата година, в хил.лв.;	СЗД	хил.лв.	33 639	46 927	40 283
<i>СЗД - задълженията към доставчици и клиенти</i>			32 672	45 030	
<i>СЗД (св.л.ЕС) – задълженията към свързани лица - "ЕВН България Електроснабдяване" ЕАД за комисионна за събиране на вземания от клиенти за пренос, достъп до разпр. мрежа и преносната мрежа, за ел.енергия собствени нужди и за балансираща енергия</i>			359	446	
<i>СЗД (св.л.ЦУ) – задълженията към свързани лица - ЕВН "Център за услуги" ЕООД за административни услуги</i>			608	559	
<i>СЗД (св.л.ЕВН АГ) – задълженията към свързани лица - ЕВН АГ за софтуерни и консултантски услуги</i>			563	817	
<i>СЗД (св.л.ЕВН БГ) – задълженията към свързани лица - ЕВН България ЕАД за административни услуги</i>			78	23	
<i>СЗД (св.л.Нетц ГМБХ) – задълженията към свързани лица - ЕВН Нетц ГмбХ за материали</i>				15	
<i>СЗД (св.л.ТР) – задълженията към свързани лица - ЕВН България Топлофикация ЕАД за топлинна енергия</i>			94	37	
НППп–нетни приходи от продажби на дружеството за базовата година, в хил.лв.	НППп	хил.лв.	246 402		246 402
НЦОК -Нетният цикъл на оборотния капитал	НЦОК	дни			44

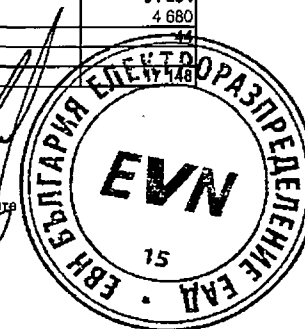
Оборотния капитал за дейността се изчислява по формулата: ОК=(ГПР*НЦОК)/360	Означение	Мярка		Калкулация
ГПР – признатите годишни разходи, намалени с разходите за амортизации, в т.ч.	ГПР	хил.лв.		140 302
- технологични разходи				36 708
- разходи за балансиране				4 680
- разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение				94 234
- административни и с общо предназначение				4 680
НЦОК -Нетният цикъл на оборотния капитал	НЦОК	дни		44
Оборотен капитал за дейността	ОК	хил.лв.		148 148

маг. Росица Русева  
отдел Фин. въпроси

маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси

инж. Гачо Чемширов  
Зам. Председател на

Съвета на директорите



**Справка № 3**  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**

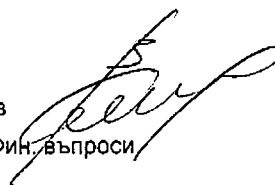
**Закупена електрическа енергия за технологични разходи и пренесена енергия през електроразпределителната мрежа до крайни потребители, през базисната година**

№	ПОКАЗАТЕЛИ	Базисна година 2014			Прогнозна година		
		хил.кВтч	%	хил.лв.	хил.кВтч	%	хил.лв.
1	2	3	4	5	6	7	8
	<b>Покупки</b>						
1	Закупена енергия от Обществения доставчик за покриване на технологичния разход	914 884	10,12%	67 378	966 505	10,62%	36 708
	<b>Пренесена енергия</b>						
1	Пренесена енергия до група 1 ( <i>директно присъединени Ср.Н</i> )	416 183	<del>XXXX</del>	1 375	412 021	<del>XXXX</del>	1 705
2	Пренесена енергия до група 2 ( <i>индиректни Ср.Н</i> )	1 613 119	<del>XXXX</del>	19 043	1 596 988	<del>XXXX</del>	20 488
3	Пренесена енергия до група 3 ( <i>небитови клиенти НН</i> )	2 377 365	<del>XXXX</del>	94 704	2 388 803	<del>XXXX</del>	107 645
4	Пренесена енергия до група 4 ( <i>битови клиенти НН</i> )	3 717 893	<del>XXXX</del>	131 281	3 736 483	<del>XXXX</del>	153 791
	<b>Общо Пренесена енергия</b>	<b>8 124 561</b>	<del>XXXX</del>	<b>246 402</b>	<b>8 134 295</b>	<del>XXXX</del>	<b>283 629</b>

инж. Стефан Чорбаджиев  
отдел Енергоикон. планиране



маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси



инж. Гочо Чемширов  
Зам. Председател на Съвета за директория



**Справка № 4**  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**  
**Разходи за амортизации**

хил.лв.

№	АКТИВИ	Годишна амортизация на съществуващите регулаторни активи, към началото на регулаторния период			Средна стойност на разходите за амортизации на съществуващите регулаторни активи, към началото на регулаторния период (3+4+5)/3	Амортизация на инвестициите			Средна претеглена стойност на разходите за амортизации за инвестиции (7*2,5+8*1,5+9*0,5)/3
		Година 1 2015	Година 2 2016	Година 3 2017		Годишна амортизация на инвестициите през 2015 г.	Годишна амортизация на инвестициите през 2016 г.	Годишна амортизация на инвестициите през 2017 г.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	<b>Материални активи</b>								
1	Земя	0	0	0	0				0
2	Сгради	4 059	4 031	4 020	4 037	323	256	133	419
3	Въздушни електропроводи	12 786	11 032	10 840	11 553	673	575	725	969
	<i>В т.ч. НН</i>	8 371	7 567	7 471	7 803	583	494	585	830
4	Подстанции	699	699	698	699	29	496	656	382
5	Кабелни електропроводи	15 490	15 389	15 296	15 392	1 122	992	1 124	1 618
	<i>В т.ч. НН</i>	7 909	7 871	7 831	7 870	651	552	652	927
6	Трансформатори	8 718	8 635	8 590	8 648	887	775	887	1 275
7	Измервателни уреди	11 922	10 679	8 437	10 346	4 756	4 758	2 217	6 712
8	Улично осветление	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Офис оборудване в т.ч.	1 638	887	363	963	135	618	1 015	591
	- Компютърни системи	1 528	791	287	869	135	618	1 015	591
10	Транспортни средства	2 110	1 724	1 145	1 660	91	265	273	254
11	Комуникационни средства	3 237	2 632	2 186	2 685	87	130	94	153
12	Други	1 173	1 031	820	1 008	137	102	86	180
	<b>Амортизация на материални активи</b>	<b>61 832</b>	<b>56 739</b>	<b>52 395</b>	<b>56 991</b>	<b>8 240</b>	<b>8 967</b>	<b>7 210</b>	<b>12 553</b>
II	<b>Нематериални активи</b>								
1	Компютърен софтуер	2 053	1 261	701	1 338	435	131	675	541
2	Други нематериални активи	552	550	550	551	21	28	28	36
	<b>Амортизация на нематериални активи</b>	<b>2 605</b>	<b>1 811</b>	<b>1 251</b>	<b>1 889</b>	<b>456</b>	<b>159</b>	<b>703</b>	<b>577</b>
	<b>Общо Амортизация</b>	<b>64 437</b>	<b>58 550</b>	<b>53 646</b>	<b>58 880</b>	<b>8 696</b>	<b>9 126</b>	<b>7 913</b>	<b>13 130</b>
III	<b>Амортизация на активи придобити чрез финансиране/присъединявания</b>	<b>8 228</b>	<b>8 225</b>	<b>8 225</b>	<b>8 226</b>	<b>825</b>	<b>915</b>	<b>968</b>	<b>1306*</b>

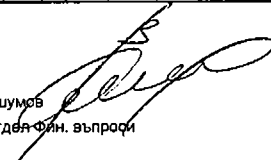
Забележка\*: Разходите за амортизации на инвестиции придобити чрез финансиране не участват в калкулацията на признатите годишни амортизации за ценообразуване, тъй като съответно инвестициите в активи придобити чрез финансиране не са включени в калкулацията

Прогнозен среден номинален размер на амортизации на инвестициите за четвърти регулаторен период без инвестиции в активи придобити чрез финансиране, калкуирани съгласно т.24 от. електроразпределителните дружества за първата ценова година на четвъртия регулаторен период	13 130
--	--------

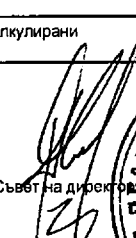
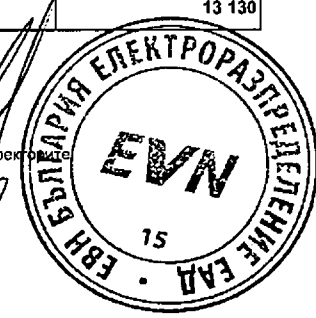
маг. Юлия Георгиева  
отдел Фин. въпроси



маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси



инж. Гочо Чешширов  
Зам. Председател на Съвет на директорите

Справка № 5  
 "ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД  
 Среднопотеглена цена на капитала

№	ПОЗИЦИЯ	Мярка	Балансова стойност към края на базисната година
1	2	3	4
1	Собствен капитал	хил. лв.	610 281
2	Дял на собствения капитал	%	98,52%
3	Норма на възвръщаемост на собствения капитал	%	10,32%
4	Привлечен капитал а т.ч.	хил. лв.	9 168
	- договори за финансов лизинг	хил. лв.	0
	- кредит	хил. лв.	9 168
	- очаквано ниво на инвестициите през регулаторния период	хил. лв.	0
5	Дял на привлечения капитал	%	1,48%
6	Средно потеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	0,50%
7	Корпоративен данък върху печалбата по ЗКПО	%	10,00%
8	НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ (преди данъци)	%	11,30%

№	Лихвен процент	Описание	Дата на падежа	Срок на заема	Главница		Сума за годишно обслужване на дълга за 2015г.	Годишна такса за агента по заема	Общо лихви платени през 2014 (в лв.)	Стойност на 1м Euribor към 31.12.2014	Общ лихвен процент (1м Euribor + марж) към 31.12.2014	Прогнозен среден 1м Euribor 2015	Прогнозен общ годишен среден лихв.% за 2015
					Сума на главницата	Неизплатена главница							
1	1-месечен Euribor + 0,40 %	Годишен процент, който е сбор от припожимите 1-месечен Euribor плюс надбавка (марж) от 0,40 % годишно. Лихвата е дължима и платима в края на всеки Период на олихвяване, т.е. веднъж месечно.	5.4.2016	10 години	48 895 750 лв.	9 167 953 лв.	34 964 лв.	6 845 лв.	68 720 лв.	0,018%	0,418%	0,095%	0,495%
2													
3													
4													
5													
6													
7													
Общо													

маг. Росица Русева  
 отдел Фин. въпроси

маг. Велко Куршумов  
 Ръководител отдел Фин. въпроси

инж. Гочо Чемширов  
 Зам. Председател на Съвета на директорите



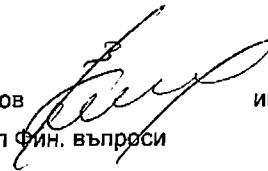
**Справка № 5-1**  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**  
**Среднопретеглена цена на капитала**

		<b>ЕВН България</b>
Бета коефициент без ливъридж		0,68
Бета коефициент с ливъридж		1,29
Пазарна рискова премия	x	6,25%
Рискова премия на собствения капитал	=	8,08%
Безрисков лихвен процент	+	4,47%
Цена на собствения капитал	=	12,54%
Дял на собствения капитал	x	50,00%
<b>Претеглена цена на собствения капитал</b>	<b>=</b>	<b>6,27%</b>
Безрисков лихвен процент		4,47%
Специфичен корпоративен спред	+	1,45%
Цена на заемния капитал преди данъци	=	5,92%
Корпоративен данък	x	10%
Цена на заемния капитал след данъци	=	5,33%
Дял на привлечен капитал	x	50,00%
<b>Претеглена цена на заемния капитал</b>	<b>=</b>	<b>2,66%</b>
<b>Средна претеглена цена на капитала след данъци</b>		<b>8,94%</b>
<b>Средна претеглена цена на капитала преди данъци</b>		<b>9,93%</b>

маг. Росица Русева  
отдел Фин. въпроси



маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси



инж. Гочо Чемширов  
Зам. Председател Съвета на директорите




**Справка №6**  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**  
**Оперативни разходи (за дейността)**

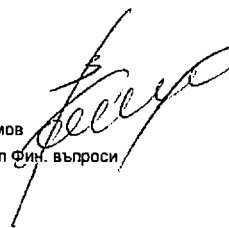
хил.лв.

№	Описание	Базисна година	Прогнозна година	Увеличение/на маление
1	2	3	4	5
	<b>Разходи за експлоатация и поддръжка за дейността разпределение</b>			
1	Управление	40 374	40 173	-201
2	Изследователска дейност (инженеринг)	0	0	0
3	Диспечериране	3 612	2 804	-808
4	Подстанции	1 271	2 005	734
5	Въздушни електропроводи	32 651	32 812	161
6	Кабелни електропроводи	16 623	19 125	2 502
7	Трафопостове	17 214	19 115	1 901
8	Улично осветление	0	0	0
9	Средства за търговско измерване, в т.ч.:	40 103	45 620	5 517
	Отчитане на средствата за търговско измерване	20 265	18 027	-2 238
10	Инсталации на потребители	0	0	0
11	Разни	0	0	0
	<b>Общо разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение в т.ч.</b>	<b>151 848</b>	<b>161 654</b>	<b>9 806</b>
	- амортизации на съществуващи активи	65 483	58 665	-6 818
	- амортизации на инвестиции 2015-2017		13 130	13 130
	- амортизации на инвестиции 2013-2014		3 851	3 851
	- амортизационни отчисления за активи придобити по безвъзмезден начин	-7 869	-8 226	-357
	<b>Общо разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение без амортизации</b>	<b>94 234</b>	<b>94 234</b>	<b>0</b>
	<b>Административни разходи и разходи с общо предназначение</b>			
1	Разходи за материали	29	29	0
2	Разходи за външни услуги, в т. ч.:	3 966	3 966	0
	- Застраховки на имущество	13	13	0
	- Наеми	5	5	0
	- Консултански услуги	44	44	0
	- Комуникация и информация	217	217	0
	- ИТ и ТК услуги	77	77	0
	- Правни, корпоративни и регулаторни услуги	916	916	0
	- Счетоводни и финансови услуги	1 133	1 133	0
	- Материално снабдяване	493	493	0
3	Разходи за амортизации, в т. ч.:	48	48	0
	- Сгради	0	0	0
	- Машини, съоръжения, оборудване и стопански инвентар	0	0	0
	- Транспортни средства	0	0	0
	- Нематериални активи	0	0	0
4	Годишни амортизационни отчисления за активи придобити по безвъзмезден начин	0	0	0
5	Разходи за заплати	399	399	0
6	Социални осигуровки и надбавки, в т. ч.:	140	140	0
	- Трудови злополуки и щети	0	0	0
	- Помощи и обезщетения за работници и служители	1	1	0
7	Други разходи	146	146	0
	<b>Общо административни разходи и разходи с общо предназначение</b>	<b>4 728</b>	<b>4 728</b>	<b>0</b>
	<b>Общо разходи за разпределение</b>	<b>156 576</b>	<b>166 382</b>	<b>9 806</b>
	Разходи, свързани с нерегулираната дейност			0
	<b>Общо разходи</b>	<b>156 576</b>	<b>166 382</b>	<b>9 806</b>

маг. Росица Русева  
отдел Фин. въпроси



маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси




15  
г-н Гочо Ченгулова  
Зам.-председател на Съвета на директорите





Справка № 7  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**  
 Резултати от анализа на разходите за обслужване по групи потребители  
 Услуги по разпределение

хил.лв.

№	Описание на разхода	Разходи достъп	Разходи пренос Ср.Н	Разходи пренос НН	Общо
		3	4	5	6
<b>I.</b>	<b>Разходи за дейността</b>				
1	Закупена електроенергия за технологични разходи				
	Закупена електроенергия за технологични разходи в МВтч.		11 598	954 907	966 505
	Закупена електроенергия за технологични разходи в хил.лв		440	36 267	36 708
2	Разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение				
2.1.	Управление	6 147	10 353	23 673	40 173
2.2.	Изследователска дейност (инженеринг)				0
2.3.	Диспечирване	2 804			2 804
2.4.	Подстанции	2 005			2 005
2.5.	Въздушни електропроводи		13 324	19 488	32 812
2.6.	Кабелни електропроводи		7 955	11 170	19 125
2.7.	Трафопостове		918	18 197	19 115
2.8.	Улично осветление				0
2.9.	Средства за търговско измерване	45 620			45 620
2.10.	Инсталации на потребители				0
2.11.	Разни				0
	<b>Общо разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение</b>	<b>56 576</b>	<b>32 550</b>	<b>72 528</b>	<b>161 654</b>
	- амортизации на съществуващи активи	18 927	12 166	27 572	58 665
	- амортизации на инвестиции 2015-2017	9 232	837	3 061	13 130
	- амортизации на инвестиции 2013-2014	1 991	422	1 438	3 851
	- амортизационни отчисления за активи придобити по безвъзмезден начин	-854	-2 160	-5 212	-8 226
	<b>Общо разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение без амортизации</b>	<b>27 280</b>	<b>21 285</b>	<b>45 669</b>	<b>94 234</b>
3	Административни разходи и разходи с общо предназначение				
3.1.	Разходи за материали	29			29
3.2.	Разходи за външни услуги, в т. ч.:	3 966			3 966
	- Застраховки на имущество	13			13
	- Наеми	5			5
	- Консултански услуги	44			44
	- Комуникация и информация	217			217
	- IT и ТК услуги	77			77
	- Правни, корпоративни и регулаторни услуги	916			916
	- Счетоводни и финансови услуги	1 133			1 133
	- Материално снабдяване	493			493
3.3.	Амортизации, в т. ч.:	48			48
	- Сгради	0			0
	- Машини, съоръжения, оборудване и стопански инвентар	0			0
	- Транспортни средства	0			0
	- Нематериални активи	0			0
3.4.	Годишни амортизационни отчисления за активи придобити по безвъзмезден начин	0			0
3.5.	Разходи за заплати	399			399
3.6.	Социални осигуровки и надбавки	140			140
3.7.	Други разходи	146			146
	<b>Общо административни разходи и разходи с общо предназначение</b>	<b>4 728</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4 728</b>
4	Разходи за балансираща енергия		55	4 536	4 591
	<b>Общо разходи (1+2+3+4)</b>	<b>61 304</b>	<b>33 046</b>	<b>113 331</b>	<b>207 681</b>
<b>II</b>	<b>Регулаторната база на активите</b>				
1	Оборотен капитал	3 995	2 723	10 809	17 527
2	Балансова стойност на активите	115 227	194 058	443 755	753 040
3	Инвестиции	25 513	42 967	98 253	166 733
4	Активи придобити по безвъзмезден начин	-17 901	-45 289	-109 275	-172 465
	<b>Общо регулаторна база на активите</b>	<b>126 834</b>	<b>194 458</b>	<b>443 542</b>	<b>764 835</b>
<b>III</b>	<b>Възвръщаемост на регулаторната база</b>	<b>12 595</b>	<b>19 310</b>	<b>44 044</b>	<b>75 948</b>
<b>IV</b>	<b>Общо необходими приходи (4+III)</b>	<b>73 899</b>	<b>52 355</b>	<b>157 375</b>	<b>283 629</b>

маг. Росица Русева  
отдел Фин. въпроси

маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси



**Справка № 8**  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**  
**Приходи по действащи тарифи и по предлагани тарифи**

№	Групи потребители	Показатели от базисна година 2014		Цени		Приходи по		Изменение		
		Брой	Фактурирани	действаща	предлагана	действаща	предлагана	(лв.)	(%)	
		потребители	кВтч	цена (лв/кВтч.)	цена (лв/кВтч.)	цена (лв.)	цена (лв.)			
1	2	3	4			5	6	7	8	
1	Група 1 (директно присъединени Ср.Н)	142								
	Достъп кВт		225 549	0,01650	0,02073	1 358 369	1 706 884	348 515	25,7%	
	Пренос кВтч		416 182 964	0,00000	0,00000	0				
2	Група 2 (индиректни Ср.Н)	2 075								
	Достъп кВт		1 278 111	0,01650	0,02073	7 697 423	9 672 343	1 974 920	25,7%	
	Пренос кВтч		1 613 119 013	0,00622	0,00678	10 033 600	10 936 583	902 983	9,0%	
3	Група 3 (небитови клиенти НН)	194 523								
	Достъп кВт		3 961 340	0,01650	0,02073	23 857 170	29 978 180	6 121 009	25,7%	
	Пренос кВтч		2 377 365 343	0,02493	0,03247	59 267 718	77 198 854	17 931 136	30,3%	
4	Група 4 (битови клиенти НН)	1 489 987								
	Достъп кВтч		3 717 893 418	0,00503	0,00869	18 701 004	32 297 023	13 596 019	72,7%	
	Пренос кВтч		3 717 893 418	0,02493	0,03247	92 687 083	120 729 071	28 041 988	30,3%	
5	Други приходи									
	<b>Общо</b>	<b>1 686 727</b>	<b>8 124 560 738</b>			<b>213 602 368</b>	<b>282 518 938</b>	<b>68 916 570</b>	<b>32,3%</b>	

инж. Стефан Чорбаджиев  
отдел Енергоикон. планиране

маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси

инж. Гочо Чемширов  
Зам. Председател на Съвета на Директорите



**Справка № 3**  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**

№	Показатели	Отчет		Отчет		Отчет		Отчет		Отчет		Отчет		Отчет		Прогноза		Прогноза		Прогноза		Прогноза		ОБЩО			
		ЮЛИ		АВГУСТ		СЕПТЕМВРИ		ОКТОМВРИ		НОЕМВРИ		ДЕКЕМВРИ		ЯНУАРИ		ФЕВРУАРИ		МАРТ		АПРИЛ		МАЙ		ЮНИ			
		МВтч	хил.лв.	МВтч	хил.лв.	МВтч	хил.лв.	МВтч	хил.лв.	МВтч	хил.лв.	МВтч	хил.лв.	МВтч	хил.лв.	МВтч	хил.лв.	МВтч	хил.лв.	МВтч	хил.лв.	МВтч	хил.лв.	МВтч	хил.лв.	МВтч	хил.лв.
1	Пренесена и разпределена електрическа енергия до в.т.ч.	656 633	15 384	681 835	16 070	607 131	14 198	640 922	16 749	718 427	19 068	794 694	21 552	863 563	23 368	770 960	20 379	701 647	18 587	580 534	15 201	547 096	14 241	576 247	14 788	8 139 690	209 584
1.1.	Средно напрежение	182 341	1 531	178 699	1 547	176 323	1 492	174 071	1 607	167 038	1 528	158 502	1 544	167 414	1 577	165 395	1 491	167 408	1 520	160 615	1 486	159 205	1 488	168 694	1 559	2 025 705	18 370
1.2.	Ниско напрежение	474 293	13 852	503 137	14 523	430 808	12 705	466 851	15 142	551 390	17 541	636 192	20 008	696 148	21 791	604 784	18 888	534 239	17 067	419 919	13 715	387 890	12 753	407 553	13 228	6 113 203	191 214
2.	Средномесечен фактор на мощността (косинус фи)		561		571		566		628		588,821		590		537		490		552		552		552		552	0	6 738
	Общи приходи вкл. приходи от фактор на мощността (косинус фи)	656 633	15 945	681 835	16 641	607 131	14 764	640 922	17 377	718 427	19 657	794 694	22 142	863 563	23 904	770 960	20 869	701 647	19 139	580 534	15 752	547 096	14 792	576 247	15 340	8 139 690	216 323
3.	Технологични разходи	68 012	2 607	60 348	2 521	49 848	1 952	73 630	2 964	92 434	3 566	113 954	4 696	111 412	4 383	93 348	3 766	98 448	3 280	74 101	2 469	64 573	2 151	67 749	2 257	967 856	36 611
4.	Технологични разходи в %	9,9%		8,13%		7,59%		10,30%		11,40%		12,54%		11,43%		10,80%		12,30%		11,32%		10,56%		10,52%		10,63%	
5.	Разходи за балансиране	1 480	56	7 631	-53	2 394	38	5 696	-17	2 567	49	12 427	35	5 759	27	7 477	-33	5 907	261	4 446	196	3 874	171	4 065	179	63 624	910
6.	Разходи за балансиране в %	2,18%		12,65%		4,80%		7,60%		2,78%		10,91%		5,17%		8,01%		6,00%		6,00%		6,00%		6,00%		6,57%	

инж. Стефан Чорбаджиев  
отдел Енергоикон, планиране

маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси

инж. Гочо Чемширов  
Зам. Председател на Съвета на директорите



**Справка No 10**  
**"ЕВН БЪЛГАРИЯ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ" ЕАД**  
**Договорени мощности за стопански клиенти**

№	Договорени мощности	Мярка	Базисна година	Прогнозна година
1	2	3	4	5
1	Стопански клиенти СН	кВт	1 503 660	1 501 807
2	Стопански клиенти НН	кВт	3 961 340	3 974 123

инж. Стефан Чорбаджиев  
отдел Енергоикон. планиране

маг. Велко Куршумов  
Ръководител отдел Фин. въпроси

инж. Гочо Чемширов  
Зам. Председател на Съвета на директорите

