

Приложение 2.7. Неповерителен вариант на Заявление на „Електроразпределение Юг“ ЕАД за утвърждаване на цени за периода 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г., на електронен носител, който да бъде публикуван на интернет страницата на КЕВР в изпълнение на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката;

Заявление за утвърждаване на цени на електрическата енергия и на мрежови услуги по чл. 30, ал. 1,  
т. 1,6, 9,10,13 и 15 от ЗЕ

ДО  
ПРЕДСЕДАТЕЛЯ НА  
КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО  
И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

**ЗАЯВЛЕНИЕ  
ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ НА ЦЕНИ НА МРЕЖОВИ УСЛУГИ  
ЗА ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНАТА МРЕЖА НА „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД**

От „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ“ ЕАД

*(фирма на заявителя)*

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)*

ЕИК 115552190

телефон: 0700 1 0007 e-mail: [info@elyug.bg](mailto:info@elyug.bg)

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

представявано от

1. **ЗДРАВКО ОГНЯНОВ БРАТОЕВ**

*(имена съгласно документ за самоличност)*

в качеството на Заместник-председател на Съвета на директорите

2. **ЙОАХИМ ГАСЕР**

*(имена съгласно документ за самоличност)*

в качеството на Председател на Съвета на директорите

**УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,**

**1. Моля, на основание чл. 41 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия да утвърдите, считано от 01.07.2023 г. следните цени:**

**1.1. Цена за достъп до електроразпределителната мрежа на "Електроразпределение Юг" ЕАД, без ДДС:**

- за небитови клиенти - х,ххххх лв./кВт./ден;

- за битови клиенти - х,ххххх лв./кВт./ден.

**1.2. Цена за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на "Електроразпределение Юг" ЕАД, без ДДС:**

- на средно напрежение - х,ххххх лв./кВтч.;

- на ниско напрежение - х,ххххх лв./кВтч.

*(изброяват се предлаганите цени по компоненти и тарифи, ако такива се предвиждат)*

**2. Прилагаме следните документи:**

2.1. Обосновка и приложими справки за калкулацията на цените на услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Юг“ ЕАД за трета ценова година от шести регулаторен период от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г.;

2.2. Отчет на показателите за качество през 2022г.;

2.3. Заверен от одитор годишен финансов отчет на „Електроразпределение Юг“ ЕАД за 2022г.;

2.4. Копие от публикация за оповестяване, на основание чл. 36а, ал. 1 от Закона за енергетиката, чл. 46 на Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия;

2.5. Документ за внесена такса за разглеждане на заявлението в размер на 1 000 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.);

2.6. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „Електроразпределение Юг“ ЕАД;

2.7. Неповерителен вариант на Заявление на „Електроразпределение Юг“ ЕАД за утвърждаване на цени за периода 01.07.2023г. – 30.06.2024г., на електронен носител, който да бъде публикуван на интернет страницата на КЕВР в изпълнение на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката;

2.8. Декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителите.

*(подробен опис на прилаганите документи)*

**Желаем да получим Решението на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) по следния начин:**

на място в сградата на КЕВР, на адрес: гр. София, бул. „Княз Ал. Дондуков“ № 8-10;

чрез куриер/лицензиран пощенски оператор на посочения адрес за кореспонденция;

по електронен път, на посочен електронен адрес, който позволява получаване на съобщение, съдържащо информация за изтегляне на съставения документ от информационна система за връчване:.....

*(посочва се електронен адрес)*

факс.

**(Моля, отбележете Вашето желание чрез натискане в едно от квадратчетата )**

**Задължаваме се да представя всички документи, които КЕВР ми поиска допълнително в съответствие с изискванията на действащата нормативна уредба.**

Настоящото заявление и всеки отделен приложен към него документ, са собственост на „Електроразпределение Юг“ 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.

Дата: 29.03.2023

Подписи : 1. ....  
(Здравко Братоев)



2. ....  
(Йоахим Гасер)

---

## ДЕКЛАРАЦИЯ\*

**1. Долуподписаният ЗДРАВКО БРАТОВЕВ,**

в качеството ми на Заместник-председател на Съвета на директорите на „Електроразпределение Юг“ ЕАД  
(длъжност)

**2. Долуподписаният ЙОАХИМ ГАСЕР,**

в качеството ми на Председател на Съвета на директорите на „Електроразпределение Юг“ ЕАД  
(длъжност)

**ДЕКЛАРИРАМ, че предоставената информация е вярна и точна.**

Известно ми е, че за неверни данни и обстоятелства нося отговорност по чл. 311 от Наказателния кодекс.

Задължавам се да уведомя КЕВР в 7-дневен срок от настъпването на промяна в декларираните данни и обстоятелства.

Дата: 29.03.2023



Подпис: \_\_\_\_\_  
(Здравко Братоев)

Подпис: \_\_\_\_\_  
(Йоахим Гасер)

\*Декларацията се попълва / използва в случай, че заявлението и приложените документи към него се подават по електронен път чрез Единния портал за предоставяне на информация и услуги от КЕВР

---

**П Ъ Л Н О М О Щ Н О**

За представител, който да представлява заявителя в отношенията с КЕВР,  
упълномощавам: **Анна Антонова Димитрова**  
(имена съгласно документ за самоличност)

ЕГН

\*родена на .....В .....  
(дд.мм.гггг) (град, държава)

(\*попълва се за пълномощници, които нямат присвоен ЕГН или ЛНЧ)

документ за самоличност xxxxxxxxx, изд. на xxxxxxx от МВР Пловдив.

(дд.мм.гггг) (орган по издаване)

Дата:.....

Подписи : 1. ....  
(Здравко Братоев)

2. ....  
(Йоахим Гасер)

(Заявлението се попълва на компютър, пишеща машина или четливо на ръка. Приложенията към заявлението следва да са изготвени или заверени от лице с представителна власт, освен ако не са в оригинал, изготвен от трети лица. Към заявлението се прилага декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя. Когато заявлението не се подава от лице, законно представляващо енергийното предприятие, към заявлението се прилага и пълномощно с нотариално заверен подпис на това лице. Заявлението и приложенията към него се подават на място в деловодството на КЕВР (на хартиен и електронен носител), по пощата/куриер (на хартиен и електронен носител) или чрез Единния портал за предоставяне на информация и услуги от КЕВР (подписани от заявителя с квалифициран електронен подпис). Към заявление, подадено по електронен път, се прилага декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителя с квалифициран електронен подпис. Когато заявлението се подава по електронен път от лице, което не представлява енергийното предприятие по закон, се представя електронен образ на пълномощно с нотариално заверен подпис на това лице.)

Приложение 2.7.1. Неповерителен вариант на Обосновка и приложими справки за калкулацията на цените на услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Юг“ ЕАД за третата ценова година от шести регулаторен период от 01.07.2023 до 30.06.2024.;

**Обосновка на калкулацията на цените на услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение ЮГ“ ЕАД за Трета ценова година от Шести регулаторен период 01.07.2023 г. – 30.06.2024 г.**

## **I. Основание за изготвяне**

Настоящото заявление от „Електроразпределение юг“ ЕАД (EP Юг) с обосновка е в съответствие със Закона за енергетиката (ЗЕ) и Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), в сила от 24.03.2017 г., издадена от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР), обн., ДВ, бр. 52 от 22.06.2018 г. и се отнася за трета ценова година от Шести регулаторен период с начало от 01.07.2023 г.

Заявените изменения на регулираните цени са калкулирани при прилагане на Глава трета „Изменение на цените при основните методи на регулиране“ и Глава четвърта „Ред за утвърждаване, определяне и изменение на цени“ от НРЦЕЕ.

## **II. Цел**

Основна цел на това заявление е да обоснове предложените от Дружеството изменения на цените на услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа, които ще са приложими през Шести регулаторен период, трета ценова година от 01.07.2023 г. до 30.06.2024 г.

## **III. Метод на регулиране и продължителност на регулаторния период**

Съгласно чл. 3, ал. 7 от НРЦЕЕ, Комисията с решение определя приложим метод за ценово регулиране за енергийните предприятия, като се ръководи от принципите по чл. 23 и чл. 31 от ЗЕ.

По отношение на енергийните предприятия, които осъществяват дейността „разпределение на електрическа енергия“, КЕВР прилага метод за ценово регулиране “горна граница на приходи”

С Решение Ц-27 от 01.07.2021г. КЕВР определи тригодишна продължителност на Шести регулаторен период (Юли 2021-Юни 2024 г.).

## **IV. Изменение на цените по време на регулаторния период**

Съгласно чл. 38, ал. 4 от НРЦЕЕ, при прилагането на методите за ценово регулиране по чл. 3 ал.2 т.2, комисията може да измени цените по време на ценовия период със следните годишни корекции:



- 1 С инфлационен индекс (И) за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) и с коефициент за подобряване на ефективността при спазване на принципите на чл. 23 и 31 от Закона за енергетиката;
- 2 С показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнението на определените от комисията целеви показатели и разликата между прогнозните и реализираните инвестиции;
- 3 В резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка.

Съгласно чл. 38, ал. 7 при прилагане на метода "горна граница на приходи" се извършва и корекция с фактора Z, която се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left( P_{\text{ц.тж}} - E_{\text{прог}} * \frac{TP_{\text{одоб}} \%}{1 - TP_{\text{одоб}} \%} * C_{\text{цтр}} \right)_{t-1} - \left( P_{\text{отч}} - E_{\text{отч}} * \frac{TP_{\text{одоб}} \%}{1 - TP_{\text{одоб}} \%} * C_{\text{цтр.1}} \right)_{t-1} = P_{t-2},$$

където:

Путв. са утвърдените необходими приходи, лв.;

Потч. - отчетените приходи, лв.;

Епрог. - прогнозните количества пренесена електрическа енергия, kWh;

Еотч. - отчетените количества пренесена електрическа енергия, kWh;

ТРодоб. - одобрените технологични разходи за регулаторния период, %;

Цтр. е утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, лв./kWh;

Цтр.1 е цена, изчислена по реда на ал. 7, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, лв./kWh;

P- корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z<sub>t-1</sub>, лв.;

t - ценовият период

## V. Обосновки

### 1. Ценообразуващи елементи за Шести регулаторен период

С Решение № Ц- 27 от 01.07.2021 г. на КЕВР бяха определени ценообразуващите елементи и цените за първата година, от Шести регулаторен период, по които ЕР Юг предоставя услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа. Ценообразуващи елементи на цените, одобрени от КЕВР са представени в таблицата по-долу:

<b>Първа ценова година от Шести регулаторен период</b>		
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	xxx xxx
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	xxx xxx
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	xx xxx
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	xxx xxx
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	xxx xxx
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	xxx xxx
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	xx xxx
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	x,xx%
6	Възвръщаемост (р.4*р.5), хил. лв.	xx xxx
7	Корекция с фактор Z, хил. лв.	- x xxx
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	xxx
<b>9</b>	<b>Необходим годишни приходи (р.1+р.2+р.3+р.6+р.7+р.8), хил. лв.</b>	<b>xxx xxx</b>
<b>10</b>	<b>Количество електрическа енергия за разпределение, МВтч.</b>	<b>x xxx xxx</b>

## **2. Годишни корекции за трета ценова година от Шести регулаторен период съгласно чл. 38 от НРЦЕЕ**

### **а. Количество енергия за разпределение**

При дефиниране на параметъра количество енергия за разпределение за Шести регулаторен период беше изготвен детайлен анализ на факторите, оказващи влияние на потреблението, както и наличната статистическа информация. В тази връзка прогнозата на потреблението за небитови и битови клиенти беше калкулирана при стандартни за географските ширини климатични условия, базиращи се на статистическа информация за последните 10 г., като беше отчетено и засилващото се влияние на енергийната ефективност и очакваното развитие на бизнеса в региона. Друг фактор, отчетен при изготвянето на прогнозата е влиянието на пандемията от COVID-19 върху потреблението, като прогнозата е направена при допускане, че влиянието на пандемията предизвикана от COVID-19 ще отшумява и бизнеса ще се възстановява.

При изготвяне на ценовото заявление за трета ценова година дружеството извърши анализ на разпределеното количество енергия за втора ценова година 01.07.2022-30.06.2023г. на база на отчетни данни до февруари 2023г. и прогнозни данни за април - юни 2023г. Важно е да се отбележи, че се забелязва понижаване на количествата разпределена енергия спрямо утвърдените количества за Шести регулаторен период. Това се дължи на по-малко разпределена енергия при бизнес клиентите поради влиянието на следните тенденции - преминаване към оператор ЕСО въпреки, че са клиенти на 20 kV, присъединяване на фотоволтаици за собствено потребление, както и затваряне на малки фирми, магазини и ресторанти. В същото време се забелязва увеличение на разпределената енергия за населението, но това увеличение не може да компенсира спада при бизнес клиентите.

През 2021 и 2022 година не са настъпили други значителни изменения в средата и факторите, оказващи влияние на потреблението в югоизточна България.

В тази връзка за трета ценова година Дружеството запазва ценовия параметър „Количество електрическа енергия за разпределение“ определен за първа ценова година от VI-тия регулаторен период в размер на **x xxx xxx МВтч.**

**b. Прогнозна пазарна цена на енергия, цени за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото за технологични разходи**

За изготвянето на прогнозната цена на енергията, цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото за покриване на технологични разходи за втора ценова година дружеството получи указанията от КЕВР с писмо изх. № Е-13-32-2 / 21.03.2022.

Към момента на изготвяне на ценовото заявление за трета ценова година дружеството не е получило изрични указания от КЕВР какъв подход да следва при определяне на прогнозната цена на енергията, цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото за покриване на технологични разходи.

Дружеството отчита факта, че както е посочено в Програма за компенсиране на разходите на небитови крайни клиенти за електрическа енергия и на операторите на електропреносната и на електроразпределителните мрежи за закупуване на количествата електрическа енергия, потребена за технологични разходи „Република България и като цяло Европейският съюз са изправени пред неочакван скок на цените на енергията, породен най-вече от нарасналото търсене както в европейски, така и в световен мащаб, от повишените цени на енергоносителите и въглеродните емисии.“

Дружеството счита че определянето на средна цена на базов товар и съответно на прогнозна пазарна цена на енергия за покриване на технологичните разходи за трети ценови период е в изключителните правомощия на КЕВР. Посочената от дружеството в настоящото заявление прогнозна пазарна цена следва да се вземе предвид само до определянето на такава от КЕВР.

Въз основа на това пазарната цена на енергията за покриване на технологичните разходи за трета ценова година е запазена на нивото от втора ценова година в размер на **xxx,xx лв./МВтч.**, съгласно решение на КЕВР Ц-19/01.07.2022г.

Цените за достъп и пренос до/през електропреносната мрежа и цената за задължения към обществото за покриване на технологични разходи за трета ценова година от Шести регулаторен период са запазени на нивото от втора ценова година съгласно решение на КЕВР Ц-19/1.07.2022г., а именно цена за достъп до електропреносната мрежа е заложен да бъде **x,xx лв./MWh**, цената за пренос през електропреносната мрежа да бъде **xx,xx лв./ MWh** а цената за задължения към обществото да остане **x,xx лв./ MWh**

**c. Експлоатационни и административни разходи**

Още при стартирането на Шести регулаторен период Регулатора е одобрил стойността на отчетените оперативни разходи за базовата 2020 г., и не е индексирал с прогнозна инфлация, което е утежняващо за дружеството обстоятелство. Този подход се отразява във всяка следваща година от регулаторния период поради факта, че Регулатора индексира оперативните разходи одобрени в

съответния предходен ценови период с инфлационния индекс. Това води до едно изоставане на одобрените оперативни разходи спрямо реалните разходи на дружеството, което се натрупва и увеличава стойността си във всяка следваща година от регулаторния период.

Съгласно чл. 38, ал. 4 т.1 от НРЦЕЕ ценообразуващият елемент разходи за експлоатация и поддръжка следва да бъде индексирани с инфлационен индекс (И) за предходен период на основата на данни от Националния статистически институт. В решение Ц-19/1.07.2022г КЕВР определя, че този период следва да бъде предходна календарна година, като се аргументира както следва "С оглед прозрачност и прогнозируемост, регулаторът следва да прилага подход, при който за всеки ценови период по време на регулаторния период индексира оперативните разходи на дружествата с инфлационния индекс за предходната календарна година, предвид обстоятелството, че за първата ценова година от шестия регулаторен период са утвърдени оперативни разходи, съответстващи на отчетените през базисната година." Приложеният от Регулатора инфлационен индекс в Ценово решение Ц-19/01.07.2022 е Средногодишен ИПЦ, предходните 12 месеца = 100 или така наречената средногодишна инфлация за периода януари - декември 2021 г. спрямо периода януари - декември 2020г.

Въз основа на възприетият подход от КЕВР Дружеството е използвало данни от страницата на Национален статистически институт за Средногодишен индекс на потребителските цени за предходна календарна година (предходните 12 месеца равни на 100).

[Средногодишни ИПЦ, предходните 12 месеца = 100 | Национален статистически институт \(nsi.bg\)](#)

**Видно от данните е, че средногодишният индекс на потребителските цени към декември 2022 г. е xx,x%**, което представлява средногодишната инфлация за периода януари 2022 - декември 2022 г. спрямо периода януари 2021 - декември 2021 г. Тази стойност е изчислена като средно годишно изменение на цените на продукти и услуги включени в потребителската кошница, разглеждана от НСИ.

В резултат на изброените дотук основания, при индексацията на разходите за третата година от Шести регулаторен период се използва средната стойност на инфлацията за предходната календарна година по данни на НСИ, като е приложена следната формула:

$$\text{ОПР}_t = \text{ОПР}_{t-1} * (1 + \text{Инфл})$$

Където:

ОПР<sub>t</sub> – Оперативни разходи за трета ценова година от шести регулаторен период

ОПР<sub>t-1</sub> – Оперативни разходи за втора ценова година от шести регулаторен период.

Инфл. - Средногодишната инфлация за периода януари 2022 - декември 2022 г. спрямо периода януари 2021 – декември 2021 г.

Резултатите на описания по-горе подход са както следва:

**Разходите за материали, външни услуги, персонал и други разходи** са калкулирани на база на общия подход за индексирани на разходите със средногодишният индекс на потребителските цени (ИПЦ) от xx,x%. По този начин разходите за материали се изчисляват на xx xxx хил. лв., разходите за външни услуги на xx xxx хил. лв, разходите за персонал на xx xxx хил. лв. и други разходи на x xxx хил. лв.

Експлоатационни и административни разходи	Одобрени за	Прогнозни за	Увеличение/ намаление
	II Ценова година	III Ценова година	
Разходи за материали	xx xxx	xx xxx	x xxx
Разходи за външни услуги	xx xxx	xx xxx	x xxx
Разходи за персонал	xx xxx	xx xxx	x xxx
Други разходи	x xxx	x xxx	xxx
<b>Общо</b>	<b>xxx xxx</b>	<b>xxx xxx</b>	<b>xx xxx</b>

Разходите за експлоатация и поддръжка и административни разходи като обща стойност са калкулирани на xxx xxx хил. лв.

Следователно за третата ценова година, Дружеството е изменило ценовия параметър експлоатационни и административни разходи с корекция с инфлационен индекс за периода януари 2022 - декември 2022 г. спрямо периода януари 2021 - декември 2021 г., с обща стойност xx xxx хил. лв. спрямо одобрените от КЕВР разходи за втората ценова година от Шести регулаторен период.

#### d. Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ

Размера на корекцията отразява разликата между отчетените инвестиции за 2021 и 2022г. и планирани инвестиции за същите години за Шести регулаторния период  
Приложена е Справка чл.38-4-3, в която е направена калкулация на корекцията съгласно чл.38, ал.4, т.3 от Наредба 1

Размерът на корекцията, с която трябва да се коригират необходимите приходи на Дружеството за третата година от Шести регулаторен период, е (минус) -xxx хил.лв.

#### e. Корекция с фактор Z

Съгласно чл.38 ал. 7 и ал.8 от Наредба 1 за целите на ценообразуване на втората година от шести регулаторен период е изчислен Z фактор, като е приложена формулата в ал.7:

$$Z_t = \left( P_{утв} - E_{прог} * \frac{TR_{одоб} \%}{1 - TR_{одоб} \%} * C_{тр} \right)_{t-1} - \left( P_{отч} - E_{отч} * \frac{TR_{одоб} \%}{1 - TR_{одоб} \%} * C_{тр.1} \right)_{t-1} \pm P_{t,2}$$

където:

Путв. са утвърдените необходими приходи, xxx xxx хил. лв.;

Потч. - отчетените приходи, xxx xxx хил. лв.;

Епрог. - прогнозните количества пренесена електрическа енергия, x xxx xxx MWh;

Еотч. - отчетените количества пренесена електрическа енергия, x xxx xxx MWh;

TRодоб. - одобрените технологични разходи за регулаторния период, x,x%;

Цтр. е утвърдената прогнозна пазарна цена по чл. 37в, по която електроразпределителните дружества купуват електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, xxx,xx лв./MWh;

Цтр.1 е цена, изчислена по реда на ал. 8, по която електроразпределителните дружества са закупили електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, към която са прибавени цени за

пренос и достъп през/до електропреносната мрежа, цена за задължения към обществото и разходи за балансиране, xxx,xx лв./MWh;

За определянето на цената са използвани отчетни данни за закупените количества от пазара ден напред от БНЕБ по съответните цени за месеците юли 2022- февруари 2023 и прогнозни данни за месец март 2023, в резултат на което по реда на ал. 8 е калкулирана цена xxx,xx лв./MWh, която се отклонява с по-малко от x% от утвърдената пазарна цена и затова Цтр.1 е запазена на нивото на утвърдената цена.

$P_{t-2}$  - корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на  $Z_{t-1}$ , xx xxx хил. лв.;

t - ценовият период.

Приложена е Справка 9 с калкулация на фактор Z за втора ценова година, в която количествата и приходите от пренесена енергия са на база отчетни данни до м. Февруари 2023г. и прогнозни стойности за месеците Март, Април, Май и Юни 2023г. При определяне на прогнозните цени за покупка на технологичните разходи за периода Март – Юни 2023г. дружеството се е основавало на подхода, който КЕВР е използвала при определянето на прогнозна пазарна цена в решение Ц-19/01.07.2022г. Въз основа на това прогнозните цени за базов и пиков товар за покупка на технологичните разходи за прогнозните месеци са базирани на сетълмент цени за финансов фючърс от EEX (European Energy Exchange), за Унгария с дата на търговия 10.03.2023. Използвана е платформата за търговия [Futures \(eex.com\)](https://www.eex.com).

При така описания подход е калкулиран фактор Z за втора ценова година в размер на **(минус) -xx хил. лв.**

Определеният размер на фактор Z за втора ценова година е намален със сумите, получени по одобрената с Решение № 534/29.07.2022г. и Решение № 710/29.09.2022г. на Министерски съвет (МС) Програма за компенсиране на разходите на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за закупуване на електрическа енергия, потребена за технологични разходи (Програмата). Съгласно Програмата "Същите ще бъдат подпомогнати чрез извършване на компенсация на базата на количествата активна електрическа енергия, потребена за технологични разходи върху която се начислява цена „задължение към обществото“ за посочения период (01.07.2022 г. – 31.12.2022 г.). Максималният размер на компенсацията за всеки отделен месец се определя на база количествата електрическа енергия за технологични разходи за съответния месец и стойност за всеки един MWh, изчислена като разлика между средната месечна цена на електрическата енергия за базов товар на пазар „Ден напред“, съгласно предоставени данни от „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ) и определената от КЕВР прогнозна пазарна цена, съответно от xxx,xx лв./MWh за оператора на електропреносната мрежа, и xxx,xx лв./MWh за операторите на електроразпределителни мрежи. В тази стойност не е включен ДДС"

Получените от дружеството суми са както следва:

1. По Решение № 534/29.07.2022. на МС. За получаване на компенсацията е сключен индивидуален договор № 3- ОПР/ 09.08.2022г. между Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС) и ЕР Юг , съгласно който е изпратена компенсация за периода 01.07.2022г. – 30.09.2022 г.

Общият размер на сумата, с която е компенсирано ЕР Юг по точка 1. е хх ххх хил. лв.

2. По Решение № 710/29.09.2022. на МС. За получаване на компенсацията е сключен индивидуален договор № 3- ОПР-2/ 28.10.2022г. между ФСЕС и ЕР Юг , съгласно който е изпратена компенсация за периода 01.10.2022г. – 31.12.2022 г.).

Общият размер на сумата, която е получило ЕР Юг по точка 2. е х ххх хил. лв.

В резултат на описаното по-горе общата сумата на компенсациите по точка 1. и 2. е в размер на **хх ххх хил. лв.**

Дружеството счита за неправилен подхода на Регулатора в Решение Ц-19/01.07.2022г. при калкулиране на постигнатата среднопредтеглена цена за периода да я намалява с получените компенсации по Програмата. Правилният подход според дружеството е да се следва формулата за определяне на фактор Z съгласно чл.38 ал. 7 от Наредба 1 и след това да се направи корекция с получената компенсация от ФСЕС, която следва да се разглежда като държавно финансиране извън наредбите по ценообразуване. Никъде в приложимата нормативна база, в това число и във формулата в чл.38 ал. 7 от Наредба 1 не е записано, че държавното финансиране следва да се приспада от реалната цена по която дружеството е закупила технологичните разходи и по този начин да се формира Цтр.1. Допълнителен аргумент е факта, че в някои от периодите това финансиране се забавя с няколко месеца, а дружествата са изправени пред дилемата ежедневно да заплащат енергията за технологични разходи по цени, които са значително по-високи от утвърдената прогнозна цена от КЕВР.

Важно е да се отбележи, че сумите, определени по-горе съгласно описаната методика за компенсирание приета от МС не покриват напълно направените разходи за покупка на енергия за технологични разходи и съответно финансовия дефицит за Дружеството за периода 01.07.2021 г. - 31.03.2022., определен съгласно чл.38 ал. 7 и ал.8 от Наредба 1. Това е така понеже компенсацията е до размера на средната месечна цена на електрическата енергия за базов товар на пазар „Ден напред“, а не до реалната цена, която е заплатило дружеството, което поради характера на дейността си купува и пиков товар на значително по-високи цени.

В резултат на изложеното до тук дружеството счита за правилно да калкулира фактор Z като приложи точно формулата в чл.38 ал. 7 от Наредба 1 спазвайки точно дадената дефиниция на всички аргументи в нея и след това да направи **корекция** с получените под формата на държавна помощ компенсации.

По този начин :

- 1) Прилагайки формулата в чл.38 ал. 7 от Наредба 1, по-горе е калкулиран фактор Z за втора ценова година в размер на (минус) -хх хил. лв.
- 2) От така изчисления в т. 1) фактор Z са извадени постъпилите в дружеството средства от държавата като компенсации за периода 01.07.2022 г. – 31.12.2022 г. на стойност хх ххх хил. лв.

В резултат е калкулиран фактор  $Z$  за втора ценова година 01.07.2022 г. – 30.06.2023 г. в размер на **(минус) -xx xxx хил. лв.**

Направена е калкулация на параметъра  $P_{t-2}$ , изчислен като разлика между стойността на фактора  $Z$  за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. ( $Z_{t-1}$ ), определен на база на отчетни данни за периода, и стойността на фактора  $Z$ , включен в Решение № Ц-19 от 01.07.2022 г. на КЕВР, при изчислението на който са използвани прогнозни данни за месеците април, май и юни 2022 г.

Изчисленията на параметъра  $P_{t-2}$  са извършени както следва

- 3) Прилагайки формулата в чл.38 ал. 7 от Наредба 1, е калкулиран фактор  $Z$  за първа ценова година  $Z_{t-1}$ , в размер на xxx xxx хил. лв
- 4) От така изчисления в т. 3) фактор  $Z_{t-1}$  са извадени постъпилите в дружеството средства от държавата като компенсация за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г. на стойност xxx xxx хил. лв
- 5) По този начин с отчетни данни е калкулирана окончателната стойност на фактор  $Z_{t-1}$  за първа ценова година в размер на xx xxx хил.лв.
- 6) От така изчисления в т. 5) фактор  $Z_{t-1}$  е извадена стойността на фактор  $Z$  включена в ценово решение Ц-19/01.07.2022г. в размер на (минус) -x xxx хил.лв.

В резултат е калкулиран параметъра  $P_{t-2}$  в размер на **xx xxx хил. лв.**

Приложена е Справка 9А с калкулация на параметъра  $P_{t-2}$ .

**Общата стойност на фактора  $Z$** , който следва да се включи при определяне на необходимите приходи за трета ценова година от шести регулаторен период е (минус) **-xx xxx хил. лв.**

## **f. Разходи за балансиране**

С решение Ц19- от 01.07.2022 г. на КЕВР за Втората ценова година от Шестия регулаторен период се запазват признатите разходи за балансиране на технологични разходи в размер на х.хх лв./МВтч утвърдени за Пети регулаторен период, като аргументът за това решение на КЕВР е "тъй като не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер". От ефективното стартиране на балансиращия пазар от м. юни 2014 г. до 31.01.2020 г. "Електроразпределение Юг" ЕАД (ЕР Юг) с технологичния си разход е пряк член в специалната балансираща група на „ЕВН Електроснабдяване“ ЕАД, в качеството му на Краен снабдител. От 01.02.2020 год. ЕР Юг е член на стандартната група на лицензиран търговец на електрическа енергия съгласно промените в закона за енергетиката. Промените на ПТТЕЕ, по-точно отменянето на ал.4 на чл. 56б и ал. 6 на чл.56в и нова ал.5 на чл.57, които премахват възможността да се обединяват стандартни балансиращи групи с общ финансов сетълмент, доведе до увеличаването на разходите за балансиране на ЕР Юг поради намалената възможност за нетиране на небаланси преди те да се търгуват с ЕСО при равни други условия.

Анализът на размера 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 ЕР Юг с технологичния разход е пряк член на стандартна балансираща група и е на база опитът на ЕР Юг до сега.

Петнадесет минутните прогнози на енергията за покриване на технологичните разходи се изготвят на база на петнадесет минутните прогнози на товара на лицензионната територия на дружеството и прогнозния месечен процент на технологичните разходи. За прогнозиране на петнадесет минутният товар на лицензионната територия на дружеството се взимат предвид фактори като температура, почивни и работни дни, дълги празници, сезонност, исторически товар и тенденции. Върху разходите за балансиране влияят и вариращите в голям диапазон 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“ ЕАД, както и екстремните стойности, до които са достигали:

	Цена за недостиг, лв. / МВтч			Цена за излишък, лв. / МВтч		
	Мин.	Макс.	Средна	Мин.	Макс.	Средна
1.2022	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xxx.xx	xx.xx
2.2022	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	xx.xx	xxx.xx	xx.xx
3.2022	xxx.xx	xxxx.xx	xxx.xx	x.xx	xxx.xx	xx.xx
4.2022	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	x.xx	xxx.xx	xx.xx
5.2022	xxx.xx	xxxx.xx	xxx.xx	xx.xx	xxx.xx	xx.xx
6.2022	xxx.xx	xxx.xx	xxx.xx	xx.xx	xxx.xx	xx.xx
7.2022	xxx.xx	xxxx.xx	xxx.xx	xx.xx	xxx.xx	xx.xx
8.2022	xxx.xx	xxxx.xx	xxx.xx	xx.xx	xxx.xx	xx.xx
9.2022	xxx.xx	xxxx.xx	xxx.xx	xx.xx	xxx.xx	xx.xx
10.2022	xxx.xx	xxxx.xx	xxx.xx	xx.xx	xxx.xx	xx.xx
11.2022	xxx.xx	xxxx.xx	xxx.xx	xx.xx	xxx.xx	xx.xx
12.2022	xxx.xx	xxxx.xx	xxx.xx	x.xx	xxx.xx	xx.xx

Анализът от дейността през периода 01.2022 – 12.2022 показва, че средно-претегленото отклонение в прогнозата на технологичния разход е x.xx%, което при почасовите цени на ЕСО за балансираща енергия има финансово изражение от x.xx лв. на реално измерен МВтч технологичен разход. Същият този разход възлиза на x.xx% от общият разход за закупуване на енергия – покупка по график плюс разход за балансиране.

**Технологичен разход**

	Балансираща енергия от измерения технологичен разход, %	Средни разходи за балансиране, лв./МВтч	Разходи за балансиране от общите разходи, %
1.2022	х,хх%	-х,хх	х,хх%
2.2022	х,хх%	-х,хх	х,хх%
3.2022	х,хх%	-х,хх	х,хх%
4.2022	х,хх%	-х,хх	х,хх%
5.2022	х,хх%	-х,хх	х,хх%
6.2022	х,хх%	-х,хх	х,хх%
7.2022	х,хх%	-х,хх	х,хх%
8.2022	х,хх%	-х,хх	х,хх%
9.2022	х,хх%	-х,хх	х,хх%
10.2022	х,хх%	-х,хх	х,хх%
11.2022	х,хх%	-х,хх	х,хх%
12.2022	х,хх%	-х,хх	х,хх%
<b>Общо</b>	х,хх%	-х,хх	х,хх%

Допълнителен фактор, влияещ върху разхода за балансиране е и цената за закупуване на ел. енергия, която последните месеци се увеличи драстично и върху която ЕР Юг няма контрол, тъй като дружеството е задължено да закупува нужната енергия за покриване на технологичните разходи изцяло чрез Българска Независима Енергийна Борса ЕАД (БНЕБ) и поради естеството на дейността си е т.н. „price-taker“ (купува цялото нужно количество енергия, без значение постигнатата клирингова цена, тъй като няма друг избор освен балансиращия пазар, който не се използва за подобни нужди). Почасовите цени за недостиг и излишък определени от ЕСО, са също обвързани с цена ден-напред на БНЕБ, чрез решения на КЕВР, определящи пределни цени за търгуване на балансираща енергия, като има предпоставки борсовите цени да задържат високите си нива от началото на 2022г.

Определянето на прогнозна пазарна цена е базирано на сетълмент цени за финансови фючърси на ЕЕХ за България и Унгария. Годишните и тримесечни цени за следващата ценова година са преобразувани към месечни използвайки сезонни коефициенти, които са калкулирани за аналогични продукти в България и Унгария.

В следващата таблица са пресметнатите разходи за балансиране за следващата ценова година. При калкулацията са използвани прогнозни по-благоприятни цени за излишък и недостиг, следствие на нетиране, при общия финансов сетълмент и абсолютно отклонение от прогнозата с 3 % (след въвеждането на 15 минутен сетълмент е х,х%).

#### Проекция разходи за балансиране на Технологичен разход

	Балансираща енергия от измерения технологичен разход, %	Средни разходи за балансиране, лв./МВтч	Разходи за балансиране от общите разходи, %
7.2023	х,хх%	-х,хх	х,хх%
8.2023	х,хх%	-х,хх	х,хх%
9.2023	х,хх%	-х,хх	х,хх%
10.2023	х,хх%	-х,хх	х,хх%
11.2023	х,хх%	-х,хх	х,хх%
12.2023	х,хх%	-х,хх	х,хх%
1.2024	х,хх%	-х,хх	х,хх%
2.2024	х,хх%	-х,хх	х,хх%
3.2024	х,хх%	-х,хх	х,хх%
4.2024	х,хх%	-х,хх	х,хх%
5.2024	х,хх%	-х,хх	х,хх%
6.2024	х,хх%	-х,хх	х,хх%
Общо	х,хх%	-х,хх	х,хх%

Определеният с решение Ц27- от 01.07.2021 на КЕВР разход за балансиране на технологични разходи за първия ценови период на Шести регулаторен период е х.хх лв./МВтч. Както вече бе посочено по-горе при определянето му КЕВР решава да запази признатите разходи за балансиране на технологични разходи в размер на х.хх лв./МВтч утвърдени за Пети регулаторен период, "тъй като не са налице настъпили факти и обстоятелства, които да налагат изменение на посочения размер".

Промените на ПТТЕ, по-точно отменянето на ал.4 на чл. 56б и ал. 6 на чл.56в и нова ал.5 на чл.57, които премахват възможността да се обединяват стандартни балансиращи групи с общ финансов сетълмент, доведе до увеличаването на разходите за балансиране на ЕР Юг поради намалената възможност за нетиране на небаланси преди те да се търгуват с ЕСО при равни други условия.

От друга страна изключителното нарастване на цена ден-напред на БНЕБ, с която са обвързани почасовите цени за недостиг и излишък определени от ЕСО доведе в много по-голяма степен до увеличение на разхода за балансиране както за отчетния период, така и за прогнозния период. Този разход е присъщ за дейността и дружеството няма инструменти с които да може да влияе върху размера му.

Въвеждането на 15-минутен интервал на сетълмент на балансиращия пазар от 1.10.2022 год. естествено води до по-големи неточности и разходи.

**Дружеството счита че посочените по-горе факти и обстоятелства са основателен аргумент за промяна на утвърдения разход за балансиране в лева на МВтч. и одобряване от КЕВР на реалните разходи за балансиране на технологични разходи които понася дружеството.**

Предвид горе изложените основания, дружеството счита, че разходите за балансиране, следва да бъдат в размер на **х.хх лв./МВтч., което е х.хх%** от общия разход за енергия за технологични разходи. Следва да се отбележи, че това представлява намаление на дела на разходите за балансиране в разходите за енергия за технологични разход, въпреки значителното повишение на

цените, тъй като за първа ценова година одобрените разходи за балансиране са  $x, x\%$  от одобрените разходи за енергия за технологични разходи.

В тази връзка разходите за балансиране за трета ценова година от Шести регулаторен период възлизат на **x xxx хил. лв.**

#### **г. Оборотен капитал и възвръщаемост върху оборотния капитал**

Дружеството е актуализирало ценовия параметър „Необходим оборотен капитал“ като го е калкулирало в съответствие с разпоредбата на чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, а именно оборотният капитал, необходим за осъществяване на лицензионна дейност, се определя като  $1/8$  от утвърдените годишни оперативни разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. При калкулиране на оборотния капитал са включени и разходите на дружеството за покриване на технологичните разходи, определени като корекция с фактор  $Z$  в т.д, тъй като те представляват оборотни средства, които не са били предвидени в ценово решение Ц-27/01.07.2021г. и Ц-19/01.07.2022г. и съответно дружеството не е получило възвръщаемост върху тях.

В резултат на прилагане на записаната формула и изчислените корекции на ценовите параметри, описани по-горе (от „а“ до „f“), необходимият оборотен капитал за третата година от Шести регулаторен период възлиза на **xx xxx хил. лв.**

#### **h. Необходими годишни приходи за Трета ценова година от Шести регулаторен период**

На база на извършените корекции на ценовите параметри, описани по-горе, са изчислени необходимите приходи за трета ценова година от Шести регулаторен период, влизащ в сила от 01.07.2023 до 30.06.2024 г.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД		Ц-19 / 01.07.2022	Трета ценова година
1	Експлоатационни и административни разходи, хил. лв.	xxx xxx	xxx xxx
2	Разходи за закупена енергия за технологични разходи, хил. лв.	xxx xxx	xxx xxx
3	Разходи за амортизации, хил. лв.	xx xxx	xx xxx
4	Регулаторна база на активите, хил. лв.	xxx xxx	xxx xxx
4.1.	Призната балансова стойност на активите, хил. лв.	xxx xxx	xxx xxx
4.2.	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв.	xxx xxx	xxx xxx
4.3.	Необходим оборотен капитал, хил. лв.	xx xxx	xx xxx
5	Норма на възвръщаемост на капитала, %	5,74%	5,74%
6	Възвръщаемост ( $p.4 * p.5$ ), хил. лв.	xx xxx	xx xxx
7	Корекция с фактор $Z$ , хил. лв.	- x xxx	-xx xxx
8	Корекция на основание чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.	-x xxx	-xxx
9	Корекция с инфлационен индекс за втора ценова година, хил. лв.	x xxx	xx
10	Корекция с инфлационен индекс за трета ценова година, хил. лв.	-	xx xxx
<b>11</b>	<b>Необходими годишни приходи</b> ( $p.1+p.2+p.3+p.6+p.7+p.8+p.9$ ), хил.лв.	<b>xxx xxx</b>	<b>xxx xxx</b>
<b>12</b>	<b>Количество електрическа енергия за разпределение, МВтч.</b>	<b>x xxx xxx</b>	<b>x xxx xxx</b>

## VI. Цени:

Видно от приложената таблица по-горе необходимите годишни приходи за трета ценова година от Шести регулаторен период са калкулирани на обща стойност **xxx xxx хил. лв.**

### 1. Цена за достъп до разпределителната мрежа на небитови клиенти:

Необходими приходи от цена за достъп до разпределителната мрежа на небитови клиенти трябва да покриват постоянните разходи предизвикани от небитови клиенти. При определяне на цената за достъп до разпределителната мрежа на небитови клиенти Дружеството се базира на определените от КЕВР необходими приходи от цена за достъп на небитови клиенти за втора ценова година от Шести регулаторен период. В тази връзка необходимите приходи от цена достъп до разпределителната мрежа за трета ценова година са калкулирани като определените необходими приходи от цена достъп до разпределителната мрежа за втора ценова година са актуализирани с инфлационния индекс за предходен период по данни на НСИ. По този начин се запазва структурата на необходимите приходи от цена достъп за небитови клиенти. Съгласно описания подход за трета ценова година от Шести регулаторен период Дружеството е калкулирало необходимите приходи от цена достъп на небитови клиенти в размер на xx xxx хил.лв.

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

$$\text{Цдост. (неб.к)} = \text{НПдост. (неб.к)} / \text{M(неб.к)} / 365 \text{ дни}$$

където:

Цдост.(неб.к) – цена за достъп на небитови клиенти, лв./кВт/ден

НПдост. (неб.к) – необходими приходи за услугата достъп на небитови клиенти, лв.

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

$$\text{Цдост. (неб.к)} = \text{xx xxx хил.лв} / \text{x xxx xxx кВт.} / 365 \text{ дни}$$

$$\text{Цдост. (неб.к)} = \text{x,xxxxx лв./кВт./ден}$$

### 2. Цена за достъп до разпределителната мрежа на битови клиенти:

Към настоящия момент цената за достъп до разпределителната мрежа на битови клиенти се определя на база консумирана електроенергия.

Дружеството счита, че този подход не отразява справедливо логиката за покриване на постоянните разходи с одобрени необходими приходи. Постоянните разходи на дружеството не зависят от консумираната електроенергия и в тази връзка следва цената която клиентите заплащат за покриване на тези разходи да не бъде определяна на база консумирана електрическа енергия. При прилагане на справедлив подход дружеството следва да събира приходите от цена достъп на равни месечни вноски независещи от консумацията на електроенергия за конкретен месец.

Регулаторът вече е възприел този подход при небитовите клиенти, като от 01.7.2011 г. определя цената за достъп на база предоставена мощност.

Цена достъп за битови клиенти на база мощност, както и други тарифни компоненти обвързани с мощността предоставена на крайния клиент или фиксирана компонента от стойността на мрежовата услуга (т.нар. Fixed

charge or contracted capacity charges), са широко разпространени в страните от Европейския Съюз (ЕС). В 18 страни-членки са докладвани мрежови тарифи, които съдържат фиксирани компоненти включително цена достъп за битови клиенти на база мощност, в 11 от тези страни въпросните фиксирани компоненти определят между xx% и над xx% от общата стойност на цената за достъп до електроразпределителната мрежа за крайни клиенти, включително битови такива.

Преходът от цена достъп, базирана единствено на количествата потребена енергия, към цена достъп с фиксирани компоненти, е разпознат като ефективен инструмент за реализиране на необходимата промяна на тарифните структури и регулаторните модели с оглед все по-комплексните очаквания на крайните клиенти към операторите на електроразпределителни мрежи в резултат на увеличението на разпределеното производство на възобновяема енергия, електромобилността и дигитализацията на енергийните услуги, предоставяни на бита. Това е и сред препоръките на European Distribution System Operators for Smart Grids (EDSO for smart grids) в доклада им с насоки към националните регулаторни комисии за адаптиране на мрежовите тарифи на операторите на електроразпределителни мрежи, с оглед бъдещата децентрализация на енергийната система. Възстановяването на разходите и осигуряването на възвращаемост на направените инвестиции за поддръжката и модернизацията на електроразпределителната мрежа, както и гарантирането на стабилността и при висок процент на ВЕИ мощности, единствено чрез цена достъп на база пренесена енергия е в конфликт с един от основополагащите принципи на европейското законодателство в сферата на енергетиката и климата – постигане на оптимални нива на енергийна ефективност (energy efficiency first) и ограничаване на консумираната електроенергия. Според доклад на Съвета на европейските енергийни регулатори (CEER), чийто член е и КЕВР, наличието на фиксирана компонента в мрежовите цени се счита за работещ подход при осигуряването на прозрачен, предвидим и стабилен тарифен режим, гарантиращ пропорционалното и недискриминационно разпределение на разходите по поддръжката на мрежата, както за крайните клиенти, така и за операторите на разпределителни електрически мрежи.

Няколко конкретни примера :

- Австрия - при предоставена мощност от над 36А, клиентите заплащат стойност равна на предоставената мощност умножена по фиксирана такса, както и фиксирана такса за измерване и фактуриране за всеки пренесен kWh. При свързани мощности под 36А (всички битови клиенти) се дължи фиксирана такса мощност обикновено в размер на 30 €/годишно и фиксирана такса за измерване. Допълнително към това всички битови клиенти заплащат две такси на база пренесена енергия – ползване на електроразпределителната мрежа и технологичен разход;
- Испания и Италия - мрежовите тарифи за битови клиенти се състоят от три компоненти: такса точка на присъединяване, такса предоставена мощност, и прогресивно увеличаваща се такса за kWh пренесена енергия;
- Холандия - мрежовите тарифи за битови клиенти се определят изцяло от присъединената мощност без компонента, определена от пренесената енергия;
- Великобритания - мрежовите тарифи за битови клиенти се определят от фиксирана мрежова компонента (плоска такса) и компонента, определена от присъединената мощност на клиента;
- Франция - разходите, предизвикани от крайния клиент за поддръжката на електроразпределителната мрежа са изчислени като отношението между пренесената енергия и присъединената мощност.

С ценово заявление от 31.03.2020 г. за трети ценови период от V Регулаторен период Дружеството предложи цена достъп на битови клиенти да бъде калкулирана като постоянна компонента на база предоставена мощност следвайки подхода при бизнес клиентите.

Видно от ценово решение Ц-29.01.07.2020, Регулатора не възприе предложения подход от дружеството със следния аргумент:

„Цената за достъп за битови клиенти не е изчислена по предложения от дружеството метод, като постоянна компонента, която да се начислява върху предоставена мощност в лв./kW/ден, като е еднаква с цената за достъп на небитови клиенти. Към настоящия момент Комисията не е утвърждавала цената за достъп, дължима от битовите клиенти, а само тази за небитовите по този начин. Такава съществена промяна би могла да се извърши в началото на нов регулаторен период.“

При подаване на ценово заявление в началото на новия Шести регулаторен период, следвайки препоръките на Регулатора дружеството предложи да се въведе цена за достъп на битови клиенти изчислена на база предоставена мощност от 01.07.2021г. В ценово решение Ц-27/01.07.2021г. КЕВР не прие предложението на дружеството. Предложението на дружеството не бе прието и в Ценово решение Ц-19/01.07.2022г.

Въпреки, че не беше въведена цена достъп на битови клиенти, изчислена на база предоставена мощност с ценово решение Ц-29/01.07.2020, както и с ценово решение Ц-27/01.07.2021 и Ц-19/01.07.2022г., дружеството предприе редица мерки с които да подпомогне по-плавния преход към новия подход:

От м. март 2020 г. се въведе информационен ред във фактурата за всеки битов клиент с информация за предоставената мощност, която ползва и която ще бъде база за изчисляване на цена достъп по новия подход.

**\* Крайната цена на електрическата енергия включва:**

Цена на електрическата енергия за дневна тарифа	23.03.2020 - 22.04.2020	0.13333
Цена на електрическата енергия за нощна тарифа	23.03.2020 - 22.04.2020	0.05331
Акциз	23.03.2020 - 22.04.2020	0.00000
Пренос през електроразпределителната мрежа НН	23.03.2020 - 22.04.2020	0.03576
Достъп до електроразпределителната мрежа НН	23.03.2020 - 22.04.2020	0.00599
Цена за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа	23.03.2020 - 22.04.2020	0.01024

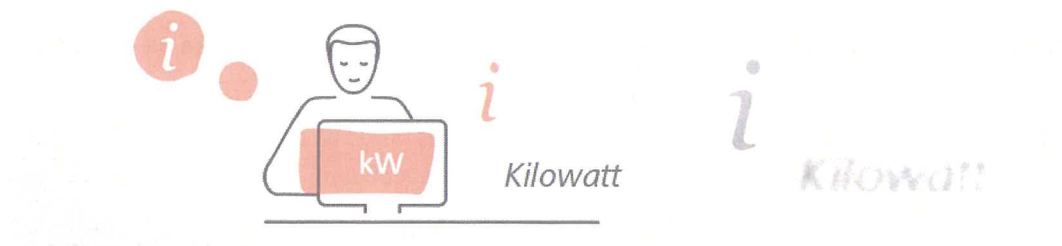
**Предоставена мощност за обекта - 6.000 кВт**

**\* Цените на електрическата енергия, задължения към обществото и мрежовите услуги са определени с Решение № Ц-19/01.07.2019 г. на КЕВР.**

**В крайните цени на електрическата енергия е включена и цената за задължения към обществото.**

<b>Данъчна основа на доставката</b>	<b>74.21</b>
Размер на данъка / Данъчна ставка ДДС 20%	14.84
<b>Обща стойност на фактурата в лева</b>	<b>89.05</b>

От м. март 2020 се осигури възможност за проверка на предоставената мощност на битовите клиенти на интернет страницата на компанията



#### Проверка на предоставена електрическа мощност

Всеки обект, присъединен към електроразпределителната мрежа, използва определена предоставена мощност. Това е капацитет от мрежата, който е постоянно ангажиран от клиента за съответния обект и не зависи от консумацията на електроенергия.

Мощността се обозначава с kW (киловат) и се различава от консумацията на електроенергия, която се обозначава с kWh (киловатчас).

Вие можете да проверите каква е предоставената мощност за Вашия обект, като въведете седемцифрения номер на измервателната точка (ИТН) на обекта в полето по-долу. Необходимо е и въвеждане на показния генериран код с цел сигурност на системата. Информация за мощност можете да намерите и във Вашата фактура.

Въведете ИТН (7 цифри):

Въвели сте твърде малко или твърде много цифри. Моля въведете 7 (седем) цифри за ИТН

Какво е ИТН?

Въведете показния код:

КАКЪВ Е ТОЗИ КОД?

КАКЪВ Е ТОЗИ КОД?

Провери

В резултат на описания анализ Дружеството предлага цената за достъп на битови клиенти да се калкулира по същият начин както цената за достъп на небитови клиенти.

Тъй като постоянните разходи на дружеството не зависят от това дали клиента е битов или небитов, дружеството предлага за трета ценова година на шести регулаторен период цената за достъп на битови клиенти да бъде еднаква с цената за достъп на небитови клиенти и да бъде определена на база предоставена мощност.

При определяне на цената за достъп на битовите клиенти дружеството се е водило от следните основни принципи:

- Запазване на общите необходими приходи – дружеството няма да получи по-високи приходи в резултат на въвеждане на цена достъп за битови клиенти на база предоставена мощност
- Цената се определя в Лв./кВт/Ден
- Цената за достъп за битови клиенти = цена за достъп на небитови клиенти

В тази връзка дружеството предлага цената за достъп на битови клиенти за трета ценова година на Шести регулаторен период да бъде **x,xxxxx**лв./кВт./ден.

Дружеството е анализирано предоставената мощност на битовите клиенти, като се е съобразило с тяхната консумация. В резултат на това общата мощност за битови клиенти е калкулирана на обща стойност **x xxx xxx кВт.**



Съгласно описания подход за трета ценова година от Шести регулаторен период Дружеството е калкулирало необходимите приходи от цена достъп на битови клиенти в размер на **xx xxx хил. лв.**

### **3. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение :**

Необходимите приходи за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение за трета ценова година са калкулирани на база дела на определените необходими приходи от цена пренос на средно напрежение за втора ценова година в общите необходимите приходи за пренос на средно и ниско напрежение за втора ценова година.

Съгласно описания подход за трета ценова година от Шести регулаторен период Дружеството е калкулирало необходимите приходи от цена пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на средно напрежение в размер на xx xxx хил.лв.

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

$$\text{Цр. (Ср.Н)} = \text{НПр. (Ср.Н)} / \text{Е пр. (Ср.Н)}$$

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 кВтч.

$$\text{Цр. (Ср.Н)} = \text{xx xxx хил.лв.} / \text{x xxx xxx кВтч}$$

$$\text{Цр. (Ср.Н)} = \text{x,xxxxx лв./кВтч}$$

### **4. Цена за пренос на електрическа енергия през разпределителната мрежа на ниско напрежение:**

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

$$\text{Цр. (Н.Н)} = \text{НПр. (Н.Н)} / \text{Е пр. (Н.Н)}$$

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.

$$\text{Цр. (Н.Н)} = \text{xxx xxx хил.лв.} / \text{x xxx xxx кВтч}$$

$$\text{Цр. (Н.Н)} = \text{x,xxxxx лв./кВтч}$$

## **VII. Приложения: справки, които включват информация свързана с основните ценообразуващи елементи:**

1. Справка №1 - Одобрени параметри за Шести регулаторен период и прогнозиран корекции за Трета ценова година;
2. Справка №2D - Инвестиционна програма за Шести регулаторен период и изпълнение за 2022г;
3. Справка чл.38-4-3 - Корекция по чл. 38 ал.4 т.3 от НРЦЕЕ във трета ценова година от VI регулаторен период
4. Справка №4А - Разходи за амортизации на инвестиции
5. Справка №9 и Справка №9А за калкулация на Фактора Z.

**За „Електроразпределение ЮГ“ ЕАД**

Здравко Братоев  
Заместник председател на СД

Йоахим Гасер  
Председател на СД

**Справка № 1**  
**Електроразпределение Юг ЕАД**

**Одобрени параметри за Шести регулаторен период Решение Ц-27/01.07.2021 и прогнозиран корекции за трета ценова година**

хил.лв.					
№	ПОКАЗАТЕЛИ	Първа ценова година Решение Ц-27/01.07.2021	Втора ценова година Решение Ц-19/01.07.2022	Прогнозирани корекции (6-4)	Прогнозни приходи за Трета ценова година
1	2	3	4	5	6
	<b>Оперативни приходи (от дейността)</b>				
1	Приходи от дейността	xxx xxx	xxx xxx		xxx xxx
2	Други приходи				
	<b>Общо оперативни приходи (от дейността)</b>				
	<b>Оперативни разходи</b>				
	<b>Експлоатация и поддръжка</b>				
1	Закупена енергия за технологични разходи в т.ч. разходи за балансиран	xxx xxx	xxx xxx	xxx	xxx xxx
2	Разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение	xxx xxx	xxx xxx	x xxx	xxx xxx
3	Административни и с общо предназначение	x xxx	x xxx	xxx	x xxx
	<b>Общо експлоатация и поддръжка</b>	<b>xxx xxx</b>	<b>xxx xxx</b>	<b>x xxx</b>	<b>xxx xxx</b>
1	Разходи за амортизации	xx xxx	xx xxx	x	xx xxx
2	Разходи за амортизации на инвестиции	x xxx	x xxx	x	x xxx
3	Годишни амортизационни отчисления за активи придобити по безвъзмезден начин	-xx xxx	-xx xxx	x	-xx xxx
	<b>Общо оперативни разходи (за дейността)</b>	<b>xxx xxx</b>	<b>xxx xxx</b>	<b>x xxx</b>	<b>xxx xxx</b>
	<b>Регулаторна база</b>				
1	Призната балансова стойност на активите	xxx xxx	xxx xxx	x	xxx xxx
2	Среден номинален размер на инвестициите	xxx xxx	xxx xxx	x	xxx xxx
3	Необходим оборотен капитал	xx xxx	xx xxx	x xxx	xx xxx
4	Балансова стойност на активи придобити по безвъзмезден начин (придобити чрез финансиране/ присъединявания)	xxx xxx	xxx xxx	x	xxx xxx
	<b>Общо компоненти на регулаторната база</b>	<b>xxx xxx</b>	<b>xxx xxx</b>	<b>x xxx</b>	<b>xxx xxx</b>
	Норма на възвръщаемост на капитала (%)	x,xx%	x,xx%		x,xx%
	Възвръщаемост на регулаторната база	xx xxx	xx xxx	xxx	xx xxx
	<b>Корекции</b>	<b>-x xxx</b>	<b>-x xxx</b>	<b>xx xxx</b>	<b>x xxx</b>
1	Корекция с инфлационен индекс за втора ценова година ( $I_1$ )		x xxx	x	x xxx
2	Корекция с инфлационен индекс за трета ценова година ( $I_2$ )			xx xxx	xx xxx
3	Корекция по чл.38, ал. 7 от НРЦЕЕ	-x xxx	-x xxx	-x xxx	-xx xxx
4	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ	xxx	-xxxx	x xxx	-xxx

Забележка: В колона 3 и колона 5 се попълват само приходи/разходи свързани с регулирана дейност

Изготвил:  
Росица Русева  
Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов  
Финансов директор

Здравко Братоев  
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер  
Председател на СД

Справка № 2D  
"Електроразпределение Юг" ЕАД

Инвестиционна програма за шести регулаторен период

и очакван ефект върху целевите показатели за качество на услугата и енергията

хил.лв.

№	АКТИВИ	Инвестиционен План				Изпълнение	
		2021	2022	2023	Общо	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7	8
1	<b>Материални активи</b>						
2	Земя	x	x	x	x	xx	x
3	Сгради	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	x xxx
4	Подстанции	x xxx	xxx	x	x xxx	x xxx	-xxx
4.1.	Трансформатори	xxx			xxx	xxx	x
4.2.	Оборудване	x xxx	xxx	x	x xxx	x xxx	-xxx
5	Трафопостове	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	xx xxx
5.1.	Трансформатори	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	x xxx
5.2.	Оборудване	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	x xxx
6	Въздушни електропроводи	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
6.1.	Въздушни електропроводи В. Н.	x	x	x	x	x	x
6.2.	Въздушни електропроводи Ср. Н.	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx
6.3.	Въздушни електропроводи Н.Н.	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	xx xxx
7	Кабелни електропроводи	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
7.1.	Кабелни електропроводи В. Н.	x xxx	xxx	x	x xxx	xxx	xx
7.2.	Кабелни електропроводи Ср. Н.	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
7.3.	Кабелни електропроводи Н. Н.	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	x xxx
8	Измервателни уреди	x xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	x xxx	xx xxx
9	Офис оборудване в т.ч.	x xxx	xxx	xxx	x xxx	x xxx	xxx
10	- Компютърни системи	x xxx	xxx	xxx	x xxx	x xxx	xxx
11	Транспортни средства	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	x xxx
12	Комуникационни средства	xxx	xxx	xxx	x xxx	x xxx	x xxx
13	Други	xxx	xxx	xxx	x xxx	xxx	x xxx
	<b>Общо материални активи</b>	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx	xx xxx
14	<b>Нематериални активи</b>				x	x	x
15	Компютърен софтуер	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx
16	Други нематериални активи	xx xxx	x xxx	xxx	xx xxx	xxx	x xxx
17	<b>Общо нематериални активи</b>	xx xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	x xxx
18	<b>Общо материални и нематериални активи</b>	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx	xx xxx
19	<b>Активи придобити чрез финансиране/присъединявания</b>	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx

№	Цели	2021	2022	2023	Общо	Разходи 2021	Разходи 2022
1	Развитие и подобряване на мрежата, които включват активи под № 2, 3, 4, 5, 6, 7 и др.	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
2	Повишаване сигурността на доставките, които включват активи под № 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12 и др.	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
3	Намаление на технологичните разходи, които включват активи под № 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12 и др.	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	x xxx
4	Законови задължения, в т. ч.	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx	xx xxx
4.1.	Изкупуване на енергийни обекти и съоръжения съгласно § 4 от ПЗР на ЗЕ, включват се активи под № 2-8 включително.	xxx	xxx	xxx	x xxx	xxx	xx
4.2.	Присъединяване на обекти на производители към мрежата, съгласно чл. 15 от ЗВАЕИБ, включват се активи под № 2-8 включително.	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx
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	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
4.4.	Либерализиран пазар включват се активи под № 8, 10, 12 и др.	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	x xxx
	<b>Общо</b>	xxx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx	xxx xxx

\*Забележка: Не се включват активи, които попадат в обхвата на чл. 14, ал. 3 от Наредба №1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

Изготвил:  
Емил Панков  
Отдел Контролинг Мрежа

Велко Куршумов  
Финансов директор

Здравко Братоев  
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер  
Председател на СД

**Справка № 4А**  
**Електроразпределение Юг ЕАД**  
**Разходи за амортизации**

хил. лв.

№	АКТИВИ	Амортизация на инвестициите			Средна стойност на разходите за амортизации за инвестиции
		2021 отчет	2022 отчет	2023 план	
1	2	3	4	5	6
<b>I</b>	<b>Материални активи</b>				
1	Земя				
2	Сгради	xxx	xx	xxx	xxx
3	Въздушни електропроводи	xxx	xxx	xxx	xxx
4	Подстанции	xxx	-xx	x	xxx
5	Кабелни електропроводи	xxx	xxx	xxxx	xxxx
6	Трансформатори	xxx	xxx	xxx	xxx
7	Измервателни уреди	xxx	xxxx	xxxx	xxxx
8	Офис оборудване в т.ч.	xxx	xxx	xxx	xxx
	- Компютърни системи	xxx	xxx	xxx	xxx
9	Транспортни средства	xxxx	xxx	xxxx	xxxx
10	Комуникационни средства	xxx	xxx	xxx	xxx
11	Други	xx	xxx	xx	xxx
	<b>Амортизация на материални активи</b>	<b>xxxx</b>	<b>xxxx</b>	<b>xxxx</b>	<b>xxxx</b>
<b>II</b>	<b>Нематериални активи</b>				
1	Компютърен софтуер	xxx	xxxx	xxx	xxxx
2	Други нематериални активи	xx	xxx	x	xx
	<b>Амортизация на нематериални активи</b>	<b>xxx</b>	<b>xxxx</b>	<b>xxx</b>	<b>xxxx</b>
	<b>Общо Амортизация</b>	<b>xxxx</b>	<b>xxxx</b>	<b>xxxx</b>	<b>xxxx</b>
<b>III</b>	<b>Амортизация на активи придобити чрез финансиране/присъединявания</b>	<b>xxxx</b>	<b>xxxx</b>	<b>xxxx</b>	<b>xxxx</b>

Изготвил:  
Юлия Георгиева  
Отдел Счетоводство и данъци

Велко Куршумов  
Финансов директор

Здравко Братоев  
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер  
Председател на СД

**Електроразпределение Юг ЕАД**  
**Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ**

хил. лв.

		2021 (И <sub>1</sub> )	2022 (И <sub>2</sub> )	2023 (И <sub>3</sub> )
		отчет	отчет	план
1	Инвестиции – общо, хил. лв.	xx xxx	xxx xxx	xx xxx
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания, хил. лв.	xx xxx	xx xxx	xx xxx
3	Нетна амортизация на инвестициите, Ап, хил. лв.	x xxx	x xxx	x xxx
4	Номинален размер на инвестициите, хил. лв. (р.1-р.2-р.3)	xx xxx	xx xxx	xx xxx
5	Среден номинален размер на инвестициите, хил. лв. $I=(2,5*I_1+1,5*I_2+0,5*I_3)/3$		xx xxx	
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., хил. лв.		xxx xxx	
7	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите $(2,5*A_1 + 1,5*A_2 + 0,5*A_3)/3$ , съгласно стойностите, посочени на р.3, хил. лв.		x xxx	
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-27 от 01.07.2021 г., хил. лв.		x xxx	
9	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ, хил. лв.		-x xxx	
9.1	- Корекция в РАБ $((p.5-p.6)*5,74\%)*2$ , хил. лв.		-x xxx	
9.2	- Корекция за амортизации $(p.7-p.8)*2$ , хил. лв.		-xxx	
10	Приложена Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ във II Ценова година с Решение Ц-19/01.07.2022, хил. лв.		-x xxx	
11	Корекция по чл. 38, ал. 4, т. 3 от НРЦЕЕ в III Ценова година на VI Регулаторен период, хил. лв.		-xxx	

Изготвил:  
 Росица Русева  
 Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов  
 Финансов директор

Здравко Братоев  
 Зам. председател на СД

Йоахим Гасер  
 Председател на СД



Показатели	ОБЩО / Total		
	Юли, 2022 г.	Юни, 2023	Юли, 2023
	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност МВт/МВh	Действаша цена лв/кWh	Приходи, хил.лв.
I. Пренесена и разпределена електрическа енергия в т.ч.	х.ххх.ххх	х.хххххх	ххх.ххх
1. Приходи от цена за достъп за нефтови клиенти	х.ххх	х.хххххх	хх.ххххх
2. Приходи от цена за достъп за битови клиенти	х.ххх.ххх	х.хххххх	хх.ххх
3. Приходи от цена за пренос СН през СН	ххх.ххх	х.хххххх	х
4. Приходи от цена за пренос СН през СН	х.ххх.ххх	х.хххххх	хх.ххх
4а. Приходи от цена за пренос СН през СН	х.ххх.ххх	х.хххххх	ххх.ххх
Собствени нужди	х.ххх		ххх.ххх
II. Технологични разходи	ххх.ххх	х.хххххх	ххх.ххх
Закупена от ден напред	ххх.ххх	х.хххххх	ххх.ххх
III. Технологични разходи %		х.хх%	
Мрежови компоненти		х.хххххх	хх.ххх
Задължение към обществото		х.хххххх	х
Разходи за балансиране		х.хххххх	х.ххх
Референтна цена, утвърдена с Решение Ц-19/01.07.2022		х.хххххх	ххх.ххх
Пропорционална цена, утв. с Решение Ц-19/01.07.2022 г. (Цтр.)		х.хххххх	ххх.ххх
Постинатна среднопретеглена пазарна цена		х.хххххх	ххх.ххх
+/- 5%		х.хххххх	ххх.ххх
Количество ел. енергия 07.22.03-23, закупено от БНЕБ, МВh	ххх.ххх		
Разходи за покупка за периода 07.22-03.23, хил. лв.	ххх.ххх		
Референтна цена, утв. с Решение Ц-19/01.07.2022, лв./МВh	ххх.ххх		
Постинатна среднопретеглена пазарна цена, лв./МВh	ххх.ххх		
Пропорционална цена, Решение Ц-19/01.07.2022 г. (Цтр.)	ххх.ххх		
Постинатна пазарна цена (реална), лв./МВh	ххх.ххх		
Цтр.1 – цена, изчисл. по чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ, лв./МВh	ххх.ххх		
Постинатна пазарна цена по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, лв./МВh	ххх.ххх		
Количество пренесена енергия, МВh	х.ххх.ххх		
Утвърдено количество техн. разход, МВh	ххх.ххх		
Разходи, отчет в хил. лв.	ххх.ххх		
Разходи за техн. разходи, в хил. лв.	ххх.ххх		
Утвърдено количество пренесена енергия, МВh	ххх.ххх		
Утвърдено количество техн. разход, МВh	ххх.ххх		
Разходи, отчет в хил. лв.	ххх.ххх		
Мажь в хил. лв.	ххх.ххх		
Z фактор за периода юли 2022 – юни 2023, в хил. лв.	ххх		
Компенсация Юли 2022 - декември 2022, в хил. лв.	ххх.ххх		
Z фактор за периода юни 2022 – юни 2023, в хил. лв.	ххх.ххх		
Z фактор за периода юни 2021 – юни 2022, в хил. лв.	ххх.ххх		
Z фактор за периода юни 2020 – юни 2021, в хил. лв.	ххх.ххх		
Z фактор за периода юни 2019 – юни 2020, в хил. лв.	ххх.ххх		

Росица Русева  
Ръководител отдел Контролинг и трезъри

Велико Куршумов  
Финансов директор

Здравко Братов  
зам. председател на СД

Исахим Гасер  
Председател на СД





Показатели	ОБЩО / Total	
	Юли 2021 г. - Юни 2022	Приходи, хил. лв.
Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност на MW/МВт	XXX,XXX	XXX,XXX
Действаша цена лв./kWh	XXX,XXX	XXX,XXX
1. Пренесена и разпределена електрическа енергия в т.ч.		
1. Приходи от цена за достъп за небитови клиенти	XXX,XXX	XXX,XXX
2. Приходи от цена за достъп за битови клиенти	XXX,XXX	XXX,XXX
3. Приходи от цена за пренос СН през ИТ	XXX,XXX	XXX,XXX
4. Приходи от цена за пренос СН през ИТ	XXX,XXX	XXX,XXX
Собствени нужди	XXX,XXX	XXX,XXX
II. Технологични разходи	XXX,XXX	XXX,XXX
Зачувана от ден напред	XXX,XXX	XXX,XXX
III. Технологични разходи %		%
Мрежови компоненти	XXX,XXX	XXX,XXX
Задължение към обществото	XXX,XXX	XXX,XXX
Разходи за балансиране	XXX,XXX	XXX,XXX
Референтна цена, утвърдена с Решение Ц-27/01.07.2021	XXX,XXX	XXX,XXX
Прогнозна пазарна цена, Решение Ц-27/01.07.2021 г. (ЦТР)	XXX,XXX	XXX,XXX
Постинатата среднопретеглена пазарна цена	XXX,XXX	XXX,XXX
-/-, %		

Референтна цена, утв. с Решение Ц-27/01.07.2021, лв./MWh	XXX,XX
Постинатата среднопретеглена пазарна цена, лв./MWh	XXX,XX
Прогнозна пазарна цена, утв. с Решение Ц-27/01.07.2021 (ЦТР)	XXX,XX
Постинатата пазарна цена (реална), лв./MWh	XXX,XX
ЦТР-1 – цена изчисл. по чл. 38, ал. 1 от НРЦЕЕ, лв./MWh	XXX,XX
Постинатата паз. цена изч. по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ, лв./MWh	XXX,XX
Количество пренесена енергия, MWh	XXX,XXX
Утвърдено количество техн. разход, MWh	XXX,XXX
Приходи, отчет в хил. лв.	XXX,XXX
Разходи за техн. разходи, в хил. лв.	XXX,XXX
Марж в хил. лв.	XXX,XXX
Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	XXX,XXX
Утвърдено количество техн. разход, MWh	XXX,XXX
Приходи, утвърдени в хил. лв.	XXX,XXX
Разходи за техн. разходи, в хил. лв.	XXX,XXX
Марж в хил. лв.	XXX,XXX
Z1-1 за периода юли 2021 - юни 2022, в хил. лв.	XXX,XXX
Компенсация Юли 2021 - юни 2022, в хил. лв.	XXX,XXX
Z1-1 за периода юни 2021 - юни 2022, в хил. лв.	XXX,XXX
Фактор Z за юли 2020 - юни 2021, Ц-19/11.07.2022 г., в хил. лв.	-X,XXX
Z1-2 за периода юли 2021 - юни 2022, в хил. лв.	XXX,XXX

Росица Русева  
Ръководител отдел Контролинг и трейдъри

Велко Куршумов  
Финансов директор

Здравко Братоев  
Зам. председател на СД

Илиян Гасер  
Председател на СД



Приложение 2.7.2 Неповерителен вариант на Отчет на показателите за качество през 2022 г.;

## Приложение 2.2.

Методика за отчитане изпълнението на целевите показатели и контрол на показателите за качество на електрическата енергия и качество на обслужването на мрежовите оператори

### 1. Постигнати показатели за непрекъснатост на снабдяването за 2022 г.:

#### 1.1. Планирани

	Показатели	Отчетен период 01.01 – 31.12.2022г.	Целеви стойности
1.	SAIFI	x,xx	x,xx
2.	SAIDI	xx,xx	xxx,x

#### 1.2. Непланирани

	Показатели	Отчетен период 01.01 – 31.12.2022 г.	Целеви стойности
1.	SAIFI	x,xx	x,xx
2.	SAIDI	xx,xx	xxx,x

Изготвил: инж. Аргир Тачев, отдел „Диспечерски център“

### 2. Постигнати показатели за качество на услугите за 2022 г.:

№	Наименование на показателя	Измерител на показателя	Период 01.01. – 31.12.2022 г.
1.	Време за получаване на обоснован отговор на жалба, молба, оплакване на писмено запитване от потребител	Среден брой дни за проверка с цел изготвяне на аргументиран писмен отговор.	X
2.	Време за проверка на СТИ по искане на потребител	Средно време за извършване на проверката	X
3.	Време за подмяна на СТИ	Средно време за подмяна на СТИ	X
4.	Време за коригиране на грешка от отчитане на СТИ	Средно време за извършване на проверката	X
5.	Време за проверка за отклонение в качеството на доставяната ел. енергия по искане на потребител	Средно време за извършване на проверката	X
6.	Време, необходимо за изготвяне на предварителен договор и писмено становище за условията за присъединяване на потребител	Средно време необходимо за изготвяне на предварителен договор и писмено становище за условията за присъединяване на потребител	XX

Изготвил: инж. Стефан Костов, отдел „Връзка с клиенти“

Подписи:

Здравко Братоев  
Заместник председател на СД



Йоахим Гасер  
Председател на СД

Приложение 2.8. Декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи и данни, подписана от заявителите

## ДЕКЛАРАЦИЯ\*

**1. Долуподписаният ЗДРАВКО БРАТОВЕВ,**

в качеството ми на Заместник-председател на Съвета на директорите на „Електроразпределение Юг“ ЕАД  
(длъжност)

**2. Долуподписаният ЙОАХИМ ГАСЕР,**

в качеството ми на Председател на Съвета на директорите на „Електроразпределение Юг“ ЕАД  
(длъжност)

**ДЕКЛАРИРАМ, че предоставената информация е вярна и точна.**

Известно ми е, че за неверни данни и обстоятелства нося отговорност по чл. 311 от Наказателния кодекс.

Задължавам се да уведомя КЕВР в 7-дневен срок от настъпването на промяна в декларираните данни и обстоятелства.

Дата: 29.03.2023



Подпис: \_\_\_\_\_

(Здравко Братев)

Подпис: \_\_\_\_\_

(Йоахим Гасер)

\*Декларацията се попълва / използва в случай, че заявлението и приложените документи към него се подават по електронен път чрез Единния портал за предоставяне на информация и услуги от КЕВР

