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

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

представлявано 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 01.07.2021 г. следните цени:

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

- за небитови клиенти - 0,02617 лв./кВт./ден;

- за битови клиенти - 0,02617 лв./кВт./ден.

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

- на средно напрежение - 0,00611 лв./кВтч.;

- на ниско напрежение - 0,03037 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 първата ценова година от шести регулаторен период от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

2.2. Отчет на показателите за качество през 2020г.;

2.3. Заверен от одитор годишен финансов отчет на „Електроразпределение Юг" ЕАД за 2020 г.;

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.);

2.7. Копие на Удостоверение за актуално състояние на „Електроразпределение Юг" ЕАД;

2.8. Неповерителен вариант на Заявление на „Електроразпределение Юг" ЕАД за утвърждаване на цени за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г., на електронен носител, който да бъде публикуван на интернет страницата на КЕВР в изпълнение на чл. 15, ал. 2 от Закона за енергетиката;

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

(подробен опис на прилаганите документи)

Желаем да получим <u>Решението</u> 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 29.03.2021 г.

Подписи : 1. .....

(Здравко Братоев)

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

2. .....

(Йоахим Гасер)

Д Е К Л А Р А Ц И Я*

1. **Долуподписаният ЗДРАВКО БРАТОЕВ,**

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: 29.03.2021г.

Подпис:_____
(Здравко Братоев)

Подпис:_____
(Йоахим Гасер)

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕРЮГ EVN група 31 ЕАД

*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 XXXXXXXXX,

***родена на .....в .....**

(дд.мм.гггг) ***(град, държава)***

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

документ за самоличност № XXXXXXXXXX, изд. на XX.XX.XXXX г. от МВР XXXXXXXX.

(дд.мм.гггг) (орган по издаване)

Дата 29.03.2021 г.

Подписи : 1. .....

(Здравко Братоев)

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕРЮГ EVN група 31 ЕАД

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 2.1. Обосновка и приложими справки за калкулацията на цените на услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Юг" ЕАД за първата ценова година от шести регулаторен период от 01.07.2021 г. до 30.06.2022 г.;

ЕРЮГ
EVN група

Обосновка на калкулацията на цените на услугите достъп до и пренос през електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Юг" ЕАД за шести 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 приети с протоколно решение 41/07.03.2017 към заявлението за утвърждаване на цени на електрическата енергия на електроразпределителните дружества за първата ценова година от пети регулаторен период (Изискванията), поради факта че за шести регулаторен период няма издадени нови.

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 01.07.2021 - 30.06.2022 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 приложело метода "горна граница на приходи" и продължителност на регулаторният 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.10 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:

НП = Р + (РБА * НВ),

където:
НП са необходимите годишни приходи;
Р - 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. Предложение за промяна на метода на покриване на постоянните разходи от компонентата цена достъп за население

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

C. Детайлна обосновка на всички ценообразуващи параметри

D. Калкулация на цени

E. Приложения:

1. Приложение А – Таблици от 1-10 съгласно Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени

2. Приложение Б – Обосновка на инвестиционна програма за шести регулаторен период

V. Предложение за промяна на метода на покриване на постоянните разходи от компонентата цена достъп за население

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.
Регулатора 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 30% и над 80% 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;

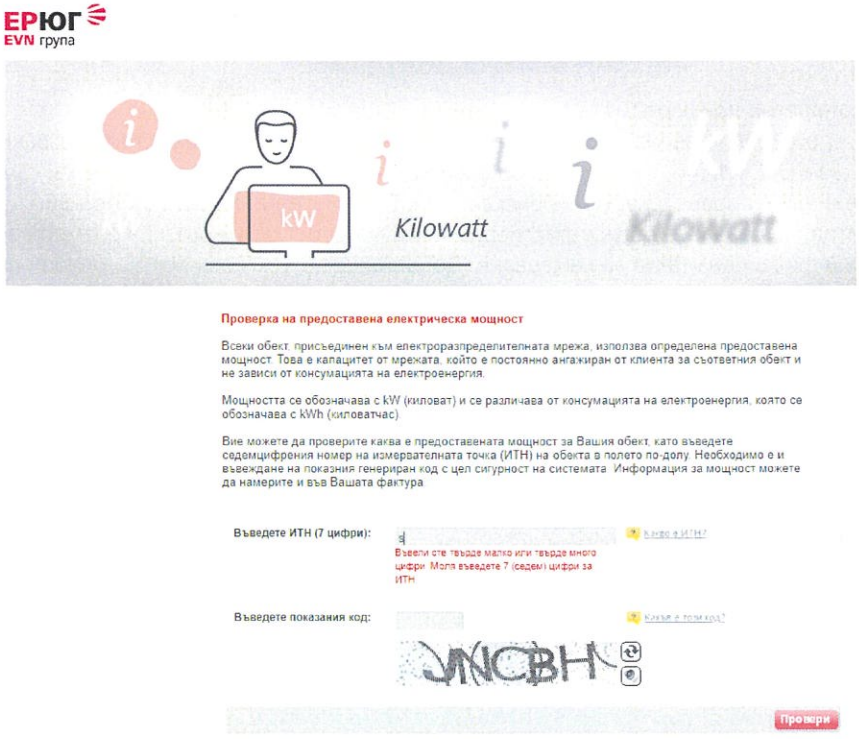
- Великобритания -мрежовите тарифи за битови клиенти се определят от фиксирана мрежова компонента (плоска такса) и компонента, определена от присъединената мощност на клиента;

- 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 решени 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.“**

Предвид началото на новия регулаторен период, следвайки препоръките на Регулатора дружеството счита че е удачно да се въведе цена за достъп на битови клиенти изчислена на база предоставена мощност от 01.07.2021г.
Въпреки, че не беше въведена цена достъп на битови клиенти изчислена на база предоставена мощност с ценово решение Ц29/01.07.2020, 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.
- От м. март 2020 се осигури възможност за проверка на предоставената мощност на битовите клиенти на интернет страницата на компанията



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 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

VI. 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 методика разработена в ЕР Юг за оценка на техническите загуби във отделните елементи на електроразпределителната мрежа (съоръжения за трансформация ВН/СрН, пренос на СрН, трансформация СрН/НН и пренос на НН) и технологичен разход от непълно и неточно отчитане на консумацията поради неконстатирани неправомерни манипулации на измервателните групи от клиенти.

Стъпка 3: Изготвяне на справки за базисната година (календарна 2020 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.4 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 приложен подход от Регулатора за Пети регулаторен период и следвайки указанията на Регулатора посочени в Минималните изисквания за целева структура на капитала

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

Стъпка 7: Калкулация на цени за достъп до и пренос през разпределителната мрежа, въз основа на резултатите получени за ценообразуващите параметри и следвайки принципа за покриване на постоянните и променливи разходи от тарифите

- Цена за достъп бизнес съгласно приетия подход в действащия регулаторен период

- Цена за достъп население съгласно предложение за промяна на метода на покриване на постоянните разходи от компонентата цена достъп за население посочена в т. V.

- Цени за пренос през разпределителната мрежа средно и ниско напрежение съгласно действащата структура на услугите за пренос

VII. Ценообразуващи параметри

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

- Продължителност на шести регулаторен период от 3 г.

- Прогнозна пазарна цена на електрическата енергията за покриване на технологичните разходи за Операторите на електроразпределителни мрежи определена с решение Ц 29/01.07.2020

- Калкулираните цени да осигуряват:
  - Спазване на принципа за разходно-ориентирани цени и принципа за покриване на постоянните и променливи разходи от потребителите на съответните услуги, които ги предизвикват. Да бъде осигурено покриване на постоянните разходи от компонентата за достъп, а променливите разходи от компонентата за пренос средно и ниска напрежение.

  - Възстановяване на икономически обоснованите 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 и договорена / предоставена мощност

1. 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 темповете на икономически растеж, отразяващи се в по-голяма степен на потреблението в бизнес-сектора при големите стопански клиенти основно СР.Н и по-слабо – върху потреблението на домакинствата и малките стопански клиенти НН. Последната година съществено влияние върху потреблението оказа и пандемията от COVID-19.

Анализът за последните 5 г. показва, че потреблението при битовите клиенти и малките небитови клиенти ниско напрежение в краткосрочен план се влияе най-чувствително от промените в метеорологичните условия, като изменението на средната месечна температура влияе обратно пропорционално през зимните месеци поради използването на ел. енергия за отопление и право пропорционално през летните месеци във връзка с повишената консумация с цел охлаждане.
В тази връзка, прогнозата на потреблението за битовите клиенти и малките небитови клиенти НН е калкулирана при стандартни за географските ширини климатични условия базиращи се на статистическа информация за последните 10 г.

Значително е влиянието на пандемията от COVID-19 върху потреблението. През последната година има ръст на битовото потребление и спад при небитовите клиенти дължащи се на ограничителните мерки, затварянето за определено време на голяма част от производствата и услугите. Най- значителен(над xx%) е спада на потреблението на ел. енергия при туристическите услуги.

Видно от графиката по долу прогнозното потребление се доближава до средната величина за последните 5 г. в очакване на преодоляване на кризата.

Друг фактор, отчетен при изготвянето на прогнозата е енергийната ефективност, която през последните години оказва все по-значително влияние на консумацията на електрическа енергия.

Прогнозната консумация за първата година от шести регулаторен период е направена при допускане, че влиянието на пандемията предизвикана от COVID-19 ще започне да отшумява и бизнеса ще започне да се възстановява с бавни темпове. Прогнозните количества са представена в Таблица 3 въз основа на следните основни мотиви по групи потребители:

- Група 1 – Директни стопански клиенти Ср.Н – очаква се ръст от + x,x% на консумацията спрямо базисната година, който се дължи основно на възстановяване на индустриалните производства.
- Група 2 – Индиректни стопански клиенти Ср.Н - очаква се ръст от + x,x% на консумацията спрямо базисната година, който се дължи основно на въвеждане в експлоатация на нови мощности на потребители на средно напрежение и нормализиране на икономиката.
- Група 3 – Небитови клиенти НН – очаква се ръст в потреблението спрямо базисната година с x,x% , което се дължи основно на възстановяване на туризма и дребния бизнес пострадал от пандемията.
- Група 4 – Битови клиенти НН – очаква се спад в потреблението спрямо базисната година с – x,x%, което се дължи основно на нормализиране потреблението при битовите клиенти повлияно от постепенно отпадане на мерките предизвикани от пандемията.

Видно от графиките и за бита както и за бизнес НН, прогнозното потребление се доближава до средна величина за последните 5 г. при нормални за региона климатични условия.

Предвид гореизложеното, за прогнозната година е заложено дружеството да разпредели електрическа енергия до всички потребители на лицензионната си територия в размер на **х ххх ххх МВтч**., което представлява увеличение с х,х % спрямо базисната година.

2. Предоставена мощност за небитови и битови клиенти

Прогнозната стойност на предоставена мощност за първата година от шести регулаторен период е представена в Таблица 10 въз основа на следните основни мотиви по групи потребители:

- Небитови клиенти СрН преки - намаление от – хх,х % на предоставената мощност спрямо базисната година, се дължи на наложеното с Решение от КЕВР „прехвърляне" на директно присъединени клиенти на средно напрежение на ЕР ЮГ от „присъединени към разпределителна мрежа" към клиенти на ЕСО като „присъединени към преносна мрежа".
  За първата година от шести регулаторен период предоставената мощност за небитов клиенти СрН преки се очаква да бъде **ххх ххх КВт**
- Небитови клиенти СрН непреки - очаква се увеличение от + х,х% на предоставената мощност спрямо базисната година, което се дължи на въвеждане в експлоатация на нови мощности на потребители на средно напрежение в индустриалните зони на територията на дружеството.
  За първата година от шести регулаторен период предоставената мощност за небитов клиенти СрН непреки се очаква да бъде **х ххх ххх КВт**
- Небитови клиенти НН - очаква се намаление от – х,х% на предоставената мощност спрямо базисната година, което се дължи на закриване и преобразуване на обекти на клиенти от дребния бизнес, ателиета и офиси
  За първата година от шести регулаторен период предоставената мощност за небитов клиенти НН се очаква да бъде **х ххх ххх КВт**

- Битови клиенти – Предоставената мощност за битови клиенти е взета от сключените с клиентите договори за присъединяване. За битовите клиенти с които дружеството няма сключен договор за присъединяване предоставената мощност е изчислена като е направен задълбочен анализ на консумацията на всеки клиент през последните няколко години по типове обекти (топлофицирани, нетоплофицирани, в големи и малки населени места, гаражи и вилни зони и др.). Въз основа на резултатите от анализа е направено групиране на обектите в 7 групи по тези критерии, като е определена предоставената мощност за всяка група.
  На база на горе изложения подход, прогнозната стойност на предоставена мощност за първата година от шести регулаторен период за битови клиенти е **х ххх ххх КВт.**

Общата прогнозна стойност на предоставена мощност за първата година от шести регулаторен период е **хх ххх ххх КВт** в т.ч **х ххх ххх КВт** за небитови и **х ххх ххх КВт** за битови клиенти.

В. Технологични разходи

В европейската практика и стандартно прилаганите подходи за ценово регулиране за определянето на технологичните разходи се използват отчетените резултати от базисната година или предходния регулаторен период, което е регламентирано и в приетата от МС Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия (ПМС № 35/20.02.2004 г.). Наред с това обаче е необходимо да се отчетат и конкретните особености, настъпили през последните години в развитието и експлоатацията на съответната мрежа, както и обстоятелства, които оказват съществено влияние върху технологичния разход.
С интензивното нарастване на децентралните електрически централи, които са присъединени към електроразпределителната мрежа, е важно да се дефинира и тяхното влияние върху годишните загуби на електроенергия в тази мрежа.
По данни на АУЕР към средата на 2020г.: присъединените ВЕИ обекти на лицензионната територия на ЕР Юг са хх % от общия брой в страната, голяма част от които на ниво разпределителна мрежа, като произведената енергия от малки фотоволтаични централи е 80 пъти повече от потребената енергия в прилежащите им сгради.

Към 31.01.2021г., ЕР Юг има сключени х ххх договора за достъп до електроразпределителната мрежа (ЕРМ) с производители, с обща инсталирана мощност ххх,хх MW. Съществената част от тях (х ххх броя) са фотоволтаични централи, голям процент от които ползващи преференциални цени за изкупуване на произведената електроенергия.
Само за периода 1.1.2020 – 28.02.2021 към ЕРМ на ЕР Юг са включени общо ххх броя централи. А на Фиг. 1. са показани входираните заявления за проучване на условията за присъединяване на фотоволтаични централи, по години.

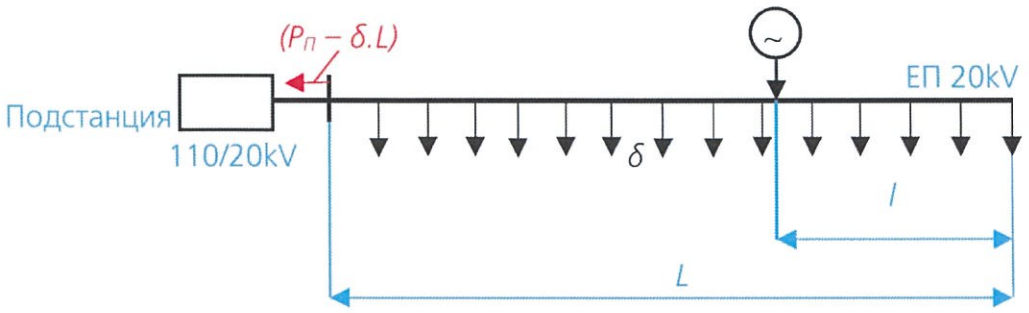
Фигура 1. Брой подадени заявления за проучване начините за присъединяване на фотоволтаични ЕЦ, към мрежата на ЕР Юг ЕАД

Операторите на ЕРМ са изправени пред предизвикателства, свързани с присъединяването на малките фотоволтаични ЕЦ (до 30kWp - по реда на чл. 24, т. 1 от ЗЕВИ).

За изграждането на фотоволтаични централи до 30kWp се избират от инвеститорите малки населени места (с минимална консумация), където имотите, необходими за изграждане на тези централи са със сравнително ниски цени. За да бъде възможно присъединяването на тези централи към ЕРМ се предизвикват както реконструкции на мрежа Н.Н. и Ср.Н., така и ново изграждане и/или увеличаване на трансформаторната мощност по трафопостовете. За времето, когато централите не произвеждат електрическа енергия не може да се осигури оптимално натоварване на трансформаторите по трафопостовете, което от своя страна е съпроводено до увеличаване на техническите загуби при трансформация.

Преобладават случаите, когато мощността на произведената електрическа енергия от децентрални източници е по-голяма от товара на определени електропроводи Ср.Н. Техническите загуби в тези случаи могат лесно да се опише с математически модел, разглеждайки фиг.2:

Фигура 2. Електропровод 20kV с разпределен товар и присъединен генериращ източник на разстояние l (km) от края на електропровода



1) Активните загуби на мощност при електропровод без отклонения с дължина L (km), захранващ равномерно разпределен по цялата дължина товар (P_T), с линейна плътност δ (kW/km), без да се отчита мощността на производителя $P_П$ (т.е. $P_П = 0$) може да се определи с:

$$\Delta P_{ЕП} = \frac{r_0 . L . (\delta . L)^2}{3 . U_r^2 . cos^2\varphi}$$

където r_0 е съпротивлението на единица дължина на проводника в Ω/km.

2) Ако за простота на изчисленията се приеме, че фактора на мощността на потребителите е равен на този на производителя, може да се обединят всички постоянни величини в една константа B, чрез която формулата може да се опрости до:

$$\Delta P_{ЕП} = \frac{r_0 . L . (\delta . L)^2}{3 . U_r^2 . cos^2\varphi} = B . L . (\delta . L)^2$$

3) Ако приемем, че електропроводът се електрозахранва изцяло от производителя ($P_П > P_T$), а „излишната" електроенергия се връща към захранващата подстанция (може да бъде също така трафопост и/или възлова станция), то този „излишък" представлява съсредоточен товар с големина $(P_П - \delta . L)$. Загубата на мощност в целия електропровод в този случай ще се определи с:

$$\Delta P_{ЕП} = B . \{l . (\delta . l)^2 + (L - l) . \left\{3 . (P_П - P_T)^2 + \left(\delta . (L - l)\right)^2 + 3 . (P_П - P_T) . \delta . (L - l)\right\}\}$$

Например, ако $P_П = 2 . P_T = 2 . L . \delta$ и $l = 0{,}5 . L$, загубите на мощност в електропровода са **2,5 пъти по-големи** в сравнение с вариант без наличието на производител/и (виж Стоилов, Д; Атанасов, В.; Ангелов Ив., *Загуби по електроразпределителните мрежи*, ТУ-София).

С наличните в ЕР Юг софтуери за изчисляване на режимните параметри на мрежата лесно могат да се визуализират и реални състояния, в които произведена на ниво Н.Н. електроенергия се трансформира на ниво Ср.Н., а след това и ниво В.Н. в подстанциите, които са

собственост на ЕСО. По този начин към техническите загуби по пренос се добавят и загубите от трансформация. Редица подстанции 110/20kV в определени часови диапазони работят в режим отдаване на електрическа енергия в мрежа 110kV.
В ЕР Юг са идентифицирани над ххх електропровода Ср.Н., които не разполагат с капацитет да бъдат присъединявани нови генериращи мощности.

Приоритетно инвестициите за развитие и модернизация на ЕРМ са свързани както с подобряване качеството на напрежение, сигурност на мрежата, в т.ч. надеждност и резервираност, така и увеличаване на капацитета на мрежата: за потребителите, респ. и за производителите на електрическа енергия. За да изпълни тези цели в инвестиционните програми на ЕР Юг са включени редица обекти, обхващащи нови изводи Ср.Н. и Н.Н.; кабелиране на изводи Ср.Н.; изграждане на резервни връзки чрез затворени, многоконтурни мрежи; изграждане на допълнителни трафопостове и други. Увеличаване дължината на мрежата, както и броя на съоръженията (трафопостове, възлови станции) също оказва влияние върху технологичния разход.
Компенсирането на реактивната енергия, мероприятие което се извършва през последните две години в съоръжения на ЕР Юг е съпроводено с увеличаване на активните загуби на електрическа енергия.

Позовавайки се на изготвените от дружеството планове и мерки за намаляване на загубите на енергия, разработената Методика за определяне на допустимите размери на технологичните разходи на електрическа енергия, както и направените симулации с изчислителни софтуери (ADMS - Advanced Distribution Management Systems в комбинация с GIS, SCADA, ELNET) за режимните параметри на отделни елементи от мрежата, могат да се направят следните изводи:

1) Необходими са законодателни промени, които да осигурят спазване на основния принцип, съгласно който производството на енергия следва да се извърша в местата на потребление; Оптималното присъединяване на мощности от ВЕИ предполага наличието на нормативно регламентирани подходи, които засягат всички участници в процеса от производство – пренос – трансформация – разпределение и потребление;

2) Всяка генерация предизвиква повишаване на напрежението в точката на присъединяване. Когато присъединяването се прави без да се съблюдават ясни критерии за оценка състоянието на мрежата не е възможно да се осигури оптимално регулиране на напрежението, което трябва да отговаря на БДС EN 50160, БДС IEC 60038. Това също влияе върху техническите загуби в съответната мрежа - постоянните загуби зависят преди всичко от квадрата на напреженията и в по-малка степен от протичащия през проводниците ток;

3) Прави впечатление, че се наблюдава тенденция за увеличаване на технологичния разход, въпреки спазване на стриктна политика от страна на дружеството в това отношение. Така например за м. Октомври 2020 е регистрирана стойност с хх,х % по-висока спрямо същия месец на предходната година;

4) Широко дискутираните иновативни финансови инструменти и схеми за подпомагане на зелени икономически проекти, както и мобилизиране на публични и частни инвестиции, свързани с обособяването на нови индустриални зони, e-mobility и други, ще доведе до необходимост от изграждане на допълнителни инфраструктурни съоръжения, които ще бъдат елемент от ЕРМ. Увеличаването дължината на мрежата, както и броя на съоръженията (трафопостове, възлови станции) също оказва влияние върху технологичния разход.

5) От анализираните данни за последните 3 години (без да се отчита влиянието на COVID кризата през 2020г.) се вижда, че е на лице тенденция за увеличаване на пренесената ел. енергия през ЕРМ на ЕР Юг.

Технологичните разходи в разпределителните мрежи зависят от квадрата на потоците на мощност. Товарите на потребителите и произведената от производителите енергия се изменят в широки граници, което определя широк размах на изменение на потоците на мощност и квадратични разлики на технологичния разход.

Технологичният разход на електроразпределителната мрежа на ЕР Юг трудно би могъл да се поддържа за дълъг период от време на нива под х%, ако броя на инсталираните генериращи мощности в слабо населени райони (с минимална консумация) се увеличава прогресивно (виж Фиг. 1.). Експертно може да се изчисли, че се очаква нарастване на техническите загуби в тези, засегнати електропроводи (където генерацията е значително по-голяма от потреблението) от х,х до х и повече пъти, спрямо експлоатацията на същите с генерация приблизително равна на потреблението.
Едновременно с това следва да се отчете и влиянието на увеличеното количество пренесена и разпределена електрическа енергия през ЕРМ на ЕР Юг, както и допълнително изградените съоръжения през последните години.

Във връзка с гореизложените обстоятелства и факти, ЕР Юг счита, че за осигуряване на дългосрочна политика по отношение на икономическата ефективност, приемливото ниво на технологичния разход за ЕРМ на дружеството следва да се запази х%.

Съгласно Таблица 3 от Приложените А, калкулираните технологични разходи възлизат на **ххх ххх МВтч.,** изчислени по сега действащите цени на НЕК ЕАД и ЕСО ЕАД се получава сумата **хх ххх хил. 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.14 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 - Ф - 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;

Ф - 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 разпоредбите чл.14 от Наредба 1 дружеството е спазило и разпоредбите на Минимални изисквания на КЕВР към заявлението за утвърждаване на, в които съгласно т. 28 Прогнозният среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, които ще бъдат извършени, се изчислява по следната формула:

$И = (2,5*И_1 + 1,5*И_2 + 0,5*И_3)/3$
където:
И - среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;
$И_{1,2,3}$ – 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.
При изчисляването на балансовата стойност на активите, дружеството е приложило общия подход от КЕВР за калкулиране на балансовата стойност на съществуващите към началото на периода активи подробно описан за пети регулаторен период в решение Ц-11 от 1.07.2018 г. т.2.4.1

Подробната калкулацията на балансовата стойност на активите използвани за дейността по видове активи може да бъде проследена в Справка 2 от предоставените към заявлението таблици в Приложение А. 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 това е калкулираната балансова стойност към началото на шести регулаторен период е ххх ххх хил.лв.

В Таблица 4 от Приложение А е представена симулация на амортизацията на съществуващи към началото на регулаторния период активи за 2021г., 2022г. и 2023г. от която е видно, че натрупаните амортизациите за периода 2021-2023 са на обща стойност ххх ххх хил.лв.

В резултат на гореизложеното за целите на ценообразуване балансовата стойност на активите е **ххх ххх 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 ценообразуването балансовата стойност на тези средства се приспада от общата балансова стойност на активите на дружеството.

Балансовата стойност на финансираниятa 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.

В резултат на гореизложеното за целите на ценообразуване балансовата стойност на активите придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин е калкулирана в Таблица 2В от Приложение А на обща стойност **ххх ххх хил.лв**

3. Инвестиции в активи свързани с дейността разпределение

За шести регулаторен период дружеството е заложило да извърши общо **ххх ххх 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. 14 ал. 9;10;11 от Наредба 1.
Подробна обосновка по видове обекти са представени в Приложение Б към настоящото заявление.
Дружеството е приложило формулата за изчисляване на средния номинален размер на инвестициите, посочена в Минималните изисквания на КЕВР, т.28, според която:

*И = (2,5*И1 + 1,5*И2 + 0,5*И3)/3*
където:
И – среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;
И1,2,3 – прогнозни нетни инвестиции през съответната ценова година, хил. лв.

След заместване в горепосочената формула със стойностите от Таблица 2D, се получава сума равна на **ххх ххх хил.лв.,** представляваща среден номинален размер на инвестициите за регулаторния период, без инвестиции в активи придобити по безвъзмезден начин

Средния номинален размер на амортизациите на инвестициите за регулаторния период се изчисляват по формулата:
*Ам = (2,5*Ам1 + 1,5*Ам2 + 0,5*Ам3)/3*
където:
Ам – среден номинален размер на амортизациите на инвестициите за регулаторния период, хил. лв.;
Ам1,2,3 – прогнозни амортизации на инвестициите през съответната ценова година, хил. лв.

След заместване в горепосочената формула със стойностите от Таблица 4, се получава сума равна на **х ххх хил.лв.,** представляваща среден номинален размер на амортизациите на инвестициите за регулаторния период, без амортизации на инвестиции в активи придобити по безвъзмезден начин

Балансовата стойност на инвестициите за шести регулаторен период се получава като от средния номинален размер на инвестициите за регулаторния период се приспадне средния номинален размер на амортизациите на инвестициите.

На база горе посочените изчисления (ххх ххх – х ххх = ххх ххх) в РАБ трябва да бъдат включени нетни инвестиции в размер на **ххх ххх 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. Регулаторната база на активите за шести регулаторен период следва да бъде намалена със стойността на активите които ще бъдат изведени от експлоатация през регулаторния период.
Средната балансовата стойност на активите подлежащи на извеждане от експлоатация през шести регулаторен период е **ххх 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.14 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 доказват, че нетният търговски цикъл около 45 дни за базисната година. В тази връзка и с цел справедлива калкулация и равнопоставеност между дружествата в бранша, за шести регулаторен период е приложена формулата съгласно чл.14 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 шести регулаторен период е **хх ххх хил.лв.**

6. Обща стойност на РБА за шести регулаторен период

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

Следователно, за шести регулаторен период **признатата регулаторна база на активите** е **ххх ххх хил.лв.**

D. Норма на възвръщаемост на регулаторната база на активите

Нормата за възвръщаемост 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 собствения 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.
При определяне на WACC за дружеството е използван подхода, приложен от Регулатора за пети регулаторен период и са следвани указанията на Регулатора посочени в Минималните изисквания за целева структура на капитала.
Съгласно чл. 14, ал. 2 от НРЦЕЕ нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане се определя по следната формула:

$$НВ = Д_{СК} * \left(\frac{НВ_{ск}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{ПК} * НВ_{ПК} ,$$

където:
НВ е нормата на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, %;
ДСК – делът на собствения капитал в общия капитал, %;
НВСК – нормата на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, %;
ДС – корпоративният данък по ЗКПО, %;
ДПК – делът на привлечения капитал в общия капитал, %;
НВПК – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %.
В съответствие с ценово решение на Регулатора за пети регулаторен период, е приложена целева капиталова структура от 50% собствен и 50% привлечен капитал.
За изчисляване на цената на собствения капитал, Дружеството е възприело подхода на КЕВР, като за целта се прилага международно приетия модел „Ценообразуващ модел на капиталови активи" (Capital Asset Pricing Model – CAPM).

*НВСК = Безрискова премия + β * Пазарна рискова премия*

Безрискова премия

Безрисковата премия представлява референтна стойност за дадена инвестиция, като следва да покрива политическия, инфлационния и валутен риск спрямо чуждите валути. Безрисковата премия представлява дългосрочен лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция. Премията е калкулирана на база средно претеглени данни от месечните стойности на ДЛП за последните х години по данни на Българската народна банка. Използването на статистически данни за период от х години има за цел да бъде обхванат по-дълъг етап от икономическия цикъл, за да се компенсират краткосрочните колебания на пазара и по този начин да бъдат избегнати еднократни ефекти, които указват силно влияние на крайния резултат, при разглеждането на кратки периоди.

В резултата на гореизложеното за целите на калкулацията на нормата на възвръщаемост на Регулаторната база на активите безрисковата премия е изчислена на **х,хх%**.

β коефициент на активите

Коефициентът β отчита както промишления риск, така и риска за структурата на капитала. Отразява колебанията на дадена промишленост спрямо един многообразен и диверсифициран пазар. За изчисляването на коефициента β, следвайки методологията на КЕВР в предходни периоди, се определя група от аналогични предприятия, представляващи сферата на дейност на дружеството. За да се гарантира представителността на група от аналогични предприятия, е необходим подходящ брой аналогични дружества. Поради ограничения брой листвани български дружества в областта на снабдяването и разпределението на електрическа енергия е избрана група от аналогични дружества от европейски енергийни и комунални компании.

Използвани са данни от актуалната публикация на Aswath Damodaran (източник: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/), според която безлостовият β коефициент за дружествата в електроенергийния сектор в Европа е **x,xx**.

Безлостовият отраслов β коефициент, след отчитане на целевата капиталова структура на електроразпределителните дружества (50:50) и размера на данъчната ставка (10%) , се преобразува в лостов β коефициент със стойност – **x,xxx**.

Пазарна рискова премия

Пазарната рискова премия представлява рисковата премия за инвестиции в рисково пазарно портфолио, вместо в безрискова облигация. Тя представя системния риск, който не може да бъде елиминиран чрез диверсификация. Следвайки методите за оценка на пазарната рискова премия на КЕВР в предходни периоди, използваните Източници за определяне на пазарната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran, който препоръчва стойност от **x,xx%** за развитите пазари.

Държавната рискова премия (Рейтингов корпоративен спред) е калкулирана въз основна на средно претеглени данни за последните x години на база кредитния рейтинг на България от Moody's през този период. Оценката на рисковия профил е база при определяне на рейтинговия корпоративен спред. Като международен стандарт се използва кредитният рейтинг, тъй като той отразява достоверна оценка на риска от външна агенция.

Калкулацията е базирана на статистически данни за периода от последните x години с цел да бъде обхванат по-дълъг етап от икономически цикъл, за да се компенсират краткосрочните колебания свързани с рискове от икономическата, социалната и/или политическата среда на дадена държава/регион и по този начин да бъдат избегнати еднократни ефекти, които указват силно влияние на крайния резултат, при разглеждането на кратки периоди. (Източници за определяне на държавната рискова премия са публикациите на Aswath Damodaran)

В резултат на усредняване на стойностите е калкулирана държавната рискова премия в размер на **x,xx%.**

Пазарната рискова премия представлява сбор от стойностите на пазарната рискова премия за развитите пазари (системния риск) и специфичния държавен риск за България. Съгласно гореизложения анализ пазарната рискова премия за целите на калкулацията на нормата на възвръщаемост на Регулаторната база на активите е изчислена на **x,xx%.**

Цена на привлечения капитал

Цената на привлечения капитал, следвайки подхода на КЕВР описан в ценово решение за пети регулаторен период, представлява сумата от безрисковата премия и държавната рискова премия, който се явява допълнителната премия за покриване на специфичния риск.
На база на определените параметри в предходните точки е калкулирана Цената на привлечения капитал като сбор от безрисковата премия x,xx% и държавната рискова премия x,xx%.
В резултат на направените изчисления норма на възвръщаемост на привлечен капитал преди данъци е **x,xx%**

Норма на възвръщаемост на капитала

Нормата на възвръщаемост на капитала е изчислена в посочената по-долу таблица на база на дефинираните до тук параметри.

НВСК = x,xx% + x,xxx * x,xx% = x,xx%
НВПК = x,xx% + x,xx% = x,xx %
НВ = x,x*x,xx%/(x-xx%) + x,x*x,xx% = x,xx%

В Таблица 5 са попълнени основните параметри на WACC и е изчислена стойността преди данъци.
Видно от таблица 5, като краен резултат за ЕР Юг стойността на WACC преди данъци, която съгласно чл. 15 от Наредба 1 се използва като **норма на възвръщаемост на капитала** за регулаторния период е **x,xx %**

E. Разходи за амортизации

Съгласно подхода на Регулатора от предходните регулаторни периоди, амортизационните норми за регулаторни цели са приравнени към тези за счетоводни цели съгласно счетоводната политика на дружеството.
Според счетоводната политика на дружеството и подхода на Регулатора, амортизациите на дълготрайните активи се изчисляват по линеен метод при следните амортизационни норми:

Вид актив	**Амортизационни норми в %**
Имоти, машини, съоръжения	
Масивни сгради	x%
Немасивни сгради	xx%
Предавателни устройства и съоръжения	x%
Трансформатори и оборудване в трафопостове	x%
Средства за търговско измерване	xx%
Останали машини и оборудване	xx%
Автомобили	xx%
Други транспортни средства	xx%
Компютърна техника	xx%
За всички останали амортизируеми активи	xx%
Нематериални активи	
Лицензии	съгласно срока на лицензията
Софтуер	xx%
За всички останали амортизируеми активи	x%

Разходите за амортизация на активи свързани с лицензионната дейност, които трябва да участват при ценообразуването за шести регулаторен период са представени по отделно както следва:

- Разходи за амортизация на съществуващи активи към началото на регулаторния период. Те са изчислени чрез симулация за 2021г., 2022г. и 2023г. директно в счетоводната система. По този начин съвсем точно може да се определи стойността на амортизациите въз основа на конкретния оставащ полезен живот на всеки актив за всяка следваща година. За целите на ценообразуване е заложена средно аритметичната годишна стойност на разходите за амортизациите на съществуващите активи за периода 2021-2023г. В Справка 4 е посочена подробна калкулация на амортизациите по видове активи като средната годишна стойност на амортизациите на съществуващи активи която трябва да бъде призната за шести регулаторен период е **хх ххх хил.лв.**

- Разходи за амортизации на активи които се планира да бъдат изведени от експлоатация през шести регулаторен период. Те са изчислени чрез симулация за 2021г., 2022г. и 2023г. директно в счетоводната система, като е съобразен съответния срок за извеждане на активите от експлоатация.
Калкулация на средно-претеглена стойност на разходите за амортизации на активи планирани да бъдат изведени от експлоатация е представена в Таблица 2Е и възлиза на **ххх хил.лв**
За целите на ценообразуване средно-претеглена стойност на разходите за амортизации на активи планирани да бъдат изведени от експлоатация следва да бъде приспадната от разходите за амортизации на съществуващи активи

- Разходи за амортизация на инвестициите за периода 2021 г. -2023 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.28 от Минималните изисквания на КЕВР към заявлението за цени
В резултат на това средния номинален размер на амортизациите на инвестициите за периода 2021 г.- 2023 г. е **х ххх хил.лв.**

- Разходи за амортизация на активи с право на ползване
Съгласно изискванията на МСФО 16 от 1януари 2019 дружеството отчита ползваните под наем сгради, земи и електрически съоръжения чужда собственост като финансов лизинг. В съответствие с това дружеството отчита и амортизационни отчисления на активите класифицирани като активи с право на ползване.
За целите на ценообразуване е заложена средно аритметична годишна стойност на разходите за амортизации на активи с право на ползване за периода 2021-2023г.
В Справка 6 е посочена средната годишна стойност на амортизацията на активи с право на ползване в размер на **ххх хил.лв.**

- Разходи за амортизации на активи придобити чрез финансиране или безвъзмездно. Съгласно счетоводната политика и метода на отчитане на активите придо-

бити чрез финансиране се извършва начисляване на амортизации на получените финансирания 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 финансиранията 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 финансирания 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 2021 г.- 2023 г. е **хх ххх хил.лв.**

Следователно, за шести регулаторен период **разходите за амортизации нетно от амортизации на активи придобити чрез финансиране е хх ххх хил.лв.**

F. Оперативни разходи

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 –трафопостове, 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.

С цел определяне на прогнозните оперативни разходи на дружеството за целите на ценообразуване е направен задълбочен анализ на развитието на отчетените оперативните разходи за регулираната дейност през последните 3 години, като е направена съпоставка на одобрените разходи от КЕВР за първата година от предходния регулаторен период и тяхното изменение през ценовите периоди от пети регулаторен период. В допълнение е направен анализ на макроикономическите параметри като инфлация и изменение на брутния вътрешен продукт за базовата година.

Съществен фактор оказващ влияние върху развитието на оперативните разходи за регулираната дейност различен от параметрите инфлация и БВП е развитието на разходите за персонал. За тази цел е направен подробен анализ на пазара на труда в сектор Енергетика, като са изследвани основните параметри довели до достигнатите нива на разходи за персонал.

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, че още при стартирането на пети регулаторен период Регулатора не е приложил очакваната инфлация за първата година, като е одобрил стойността на отчетените оперативни разходи за базовата 2017 г. 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 симулираните с индекса на инфлация. Видно от графиката, развитието на реално достигнатите оперативните разходи през пети регулаторен период е значително по високо от индексираните с инфлация одобрени оперативни разходи. Само за последната 2020 година този ефект е хх,х млн. лв., а с натрупване за трите години от пети регулаторен период е на обща стойност хх,х млн. лв. не покрити от тарифите реално извършени разходи за регулираната дейност.
Съществен ефект върху това разминава оказва и самата регулаторна рамка, тъй като оперативните разходи се разглеждат общо и тяхното допустимо изменение през ценовите период е дефинирано, че може да бъде с общия за страната инфлационен индекс за съответната година.
Дружеството счита, че този подход не може да бъде прилаган за разходите за персонал, тъй като факторите, които оказват най-съществено влияние върху тези разходи не са свързани с инфлационния индекс.
В тази връзка е направен подробен анализ и аргументация достигнатите разходите за персонал поместени по долу в настоящата обосновка

За целите на ценообразуването и с цел избягване на всякакви съмнения за прогнозиране на несъществуващи или нереално изчислени разходи за шести регулаторен период и първия ценови период дружеството е приело подход, при който реално извършените разходи през базисната година се индексират с средногодишната инфлация за периода януари - декември 2020, като за разходите за персонал е приет същият подход, очаквайки че през първата година на шести регулаторен период пазарът на труда ще бъде силно повлиян от Ковид пандемията и разходите за персонал ще се увеличат с процент близък до инфлацията за 2020г.

ОПРt = ОПРt-1* (1+Инфл)

Където:
ОПРt – Оперативни разходи за първата ценова година от шести регулаторен период
ОПРt-1 – Оперативни разходи за базисната 2020г.
Инфл. - Средногодишната инфлация за периода януари - декември 2020 г. спрямо периода януари - декември 2019 г. по данни от НСИ

ОПРt = ххх ххх хил.лв.* (1+1,7%) = **ххх ххх хил. лв.**

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, както и дава възможност на Регулатори детайлно да провери извършените разходи през предходните години и да прецени необходимостта от извършването на тези разходи за новия регулаторен период.

Съгласно разпоредбите на т.20 от Минималните изисквания на КЕВР оперативните разходи са представени детайлно по икономически елементи за базисната и прогнозната година:

Разходите за материали за регулирана дейност са на обща стойност хх ххх хил.лв. и представляват хх,х % в структурата на оперативните разходи. Разходите за материали се разпределят в следните основни пера:

Разходи за материали	Базисна година 2020	Прогнозна година	+/-
Разходи за кабели, кабелна арматура и проводници	х ххх	х ххх	хх
Разходи за стълбове	х ххх	х ххх	хх
Разходи за ел.табла и електромери	ххх	ххх	хх
Разходи за други устройства и оборудване	х ххх	х ххх	хх
Разходи за гориво-смазочни материали	х ххх	х ххх	хх
Разходи за работно облекло и лични предпазни средства	ххх	ххх	хх
Разходи за инструменти и инвентар	ххх	ххх	х
Разходи за ел. енергия	ххх	ххх	хх
Разходи за автомобилни гуми	ххх	ххх	х
Разходи за топлинна енергия	ххх	ххх	х
Разходи за други материали	х ххх	х ххх	хх
Общо разходи за материали	**хх ххх**	**хх ххх**	**ххх**

Видно от таблицата с най-голям дял са разходите за електротехнически материали (разходи за кабели, проводници, кабелна арматура, стълбове, електрически табла, разходи за устройства и оборудване), които представляват хх% от общите разходи за материали. Електротехническите материали и разходите за горива и смазочни материали формират около хх% от общата стойност на разходите за материали.

От графиката е видно че дружеството е оптимизирало разходите за материали като за периода 2017 – 2021 (прогнозна година) разходите за материали са намалели с -хх,х% Съгласно гореизложеното дружеството счита, че разходите за материали за прогнозната година са обосновани и оптимални за дейността разпределение.

Разходите за външни услуги за регулирана дейност са на обща стойност хх ххх хил.лв и представляват хх,х % в структурата на оперативните разходи. Разходите за външни услуги се разпределят в следните основни пера:

Разходи за външни услуги	Базисна година 2020	Прогнозна година	+/-
Разходи за ремонт и текуща и аварийна поддръжка на мрежата	xx xxx	xx xxx	xxx
Разходи за проверка на измервателни уреди	x xxx	x xxx	xx
Разходи за обслужване и поддръжка на автопарк	x xxx	x xxx	xx
Р-ди за администрация (фин.-счетоводни, правни, регулаторни, ТРЗ, и	x xxx	x xxx	xx
Разходи за IT, телекомуникация, инфраструктура, матер. снабдяване и	x xxx	x xxx	xx
център	x xxx	x xxx	xx
Разходи за консултантски услуги	xxx	xxx	xx
Разходи за охрана на енергийни обекти	x xxx	x xxx	xxx
Разходи за наеми	x xxx	x xxx	xx
Разходи за софтуерна поддръжка	x xxx	x xxx	xx
Разходи за застраховки	x xxx	x xxx	xx
Разходи по събиране на вземанията	x xxx	x xxx	xx
Разходи за отчитане на електромери	x xxx	x xxx	xxx
Разходи за телефонни, пощенски и интернет услуги	xxx	xxx	xx
Разходи за такси за лицензии	xxx	xxx	x
Разходи за други такси	xxx	xxx	x
Разходи за поддържане на инфроструктура	xxx	xxx	xx
Разходи за други външни услуги	x xxx	x xxx	xx
Общо разходи за външни услуги	**xx xxx**	**xx xxx**	**x xxx**

Разходите за ремонт, текуща и аварийна поддръжка представляват xx% от общите разходи за външни услуги.
Извършен е анализ на основните външни фактори, които оказват значително влияние върху тези разходи, като е анализирано развитието на цените на основните електромонтажни дейности договорени с фирми изпълнители след спечелени процедури по ЗОП.

Разходите за администрация представляват x,x % от общите разходи за външни услуги. Детайлна разбивка на структурата на тези разходи е разгледана по-долу в обосновката.
Разходите за IT, телекомуникация и обслужване на клиенти представляват xx,x% от общите разходи за външни услуги.
Разходите за администрация, както и разходите за IT, телекомуникация и обслужване на клиенти са организирани и изнесени от дружеството в отделна компания ЕВН Център за услуги ООД с цел постигане на оптимална ефективност в административните дейности.
Разходите за административни услуги представляват основно разходи за възнаграждения и социални осигуровки за персонала, който извършва административните дейности, поради което зависят от тренда, който се наблюдава в развитието на разходите за персонал и факторите, оказващи влияние върху пазара на труда.

За целите на анализа разходите за охрана на енергийни обекти, и разходите за отчитане на електромери са групирани и представляват xx% от общите разходи за външни услуги. Тези разходи се влияят значително от развитието на минималната работна заплата.
В тази връзка е направен анализ на минималната работна заплата за последните няколко години.
Разходите за софтуерна поддръжка, разходите за проверки на измервателни уреди, разходите за консултантски услуги, разходите за поддръжка и обслужване на автопарк и разходите за други услуги са групирани за целите на анализа. Те представляват xx% от общите разходи за външни услуги и се влияят съществено от инфлацията в сферата на услугите, за която е направен анализ за последните няколко години.

В приложените графики по-долу е показан тренда в развитието на цените, развитието на инфлацията и минималната работна заплата, оказващи основно влияние върху описаните по-горе групи разходи.

От графиките е видно, че се наблюдава драстично нарастване на цените на основните електромонтажни работи, както и на минималната работна заплата. По-слабо е изразено нарастването на цените на услугите в сферата на обслужване на лекотоварни транспортни средства и на общата инфлацията в сферата на услугите.

Всеки от изследваните външни фактори влияе с различна тежест върху идентифицираните групи разходи за външни услуги и съответно върху общите разходи за външни услуги.
На база на посочените фактори влияещи върху отделните групи външни услуги, общото ниво на реално извършените разходите за външни услуги за пети регулаторен период е нараснало с хх,х% спрямо базисната 2017г. (от хх,х млн.лв на хх,х млн.лв), както е представено на следващата графика.

На графиката е изобразена и симулация на признатите разходи за външни услуги през пети регулаторен период на база на приложения от регулатора подход за индексиране с процент на инфлация по години. От симулацията е видно, че разходите са нараснали с х,х% спрямо базисната 2017г. (от хх,х млн.лв на хх,х млн.лв), както е представено на графиката.
От този анализ е видно че общо за пети регулаторен период дружеството е изразходвало средства, които не са признати в необходимите приходи в размер на х,х млн. лв.

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

Разходи за персонал	Базисна година 2020	Прогнозна година	+/-
Разходи за заплати	хх ххх	хх ххх	ххх
Разходи за социални осигуровки	х ххх	х ххх	ххх
Социални разходи	х ххх	х ххх	хх
Общо разходи за персонал	**хх ххх**	**хх ххх**	**ххх**

Бихме очертали три основни групи фактори, влияещи върху увеличението на разходите за труд в Дружеството:

- **Пазар на труда**

На първо място - дружеството работи на един изключително конкурентен пазар на труда, с висок дефицит на ключови професии за дейността ни, а именно електроинженери, електротехници, шофьори на специализиран транспорт и тежкотоварна техника.

Отливът от тези професии в България, поради намалената им атрактивност и съпроводено с демографска криза и обезлюдяване на цели региони, е съпроводен от голямо търсене в същото време и води до голям недостиг на квалифицирани професионалисти. В същото време в дружеството годишно около xx души придобиват право на пенсия, други напускат и е необходимо да бъдат системно наемани и обучавани голям брой нови колеги.

Като специфика на територията на дружеството се добавя и атрактивността на работата в зимните и летните курорти и за много хора, които имат професията, която ни е необходима, е по-предпочитано да работят в туризма или строителството, заради по-добри възнаграждения и по-малко риск в сравнение с енергетиката. От друга страна Електроразпределение Юг е компания поддържаща инфраструктура, част от националната сигурност, и е отговорност както на дружеството, така и на регулатора да се създават условия, които не застрашават навременното и качествено обезпечаване с човешки ресурс.

За да постигне целта за обезпечаване на дейността с квалифицирани професионалисти, дружеството инвестира в различни направления, като например изграждане на партньорства за дуално обучение по електротехника със средни професионални училища, партньорства с Университети, популяризиране и привличане на хора към професията, мащабни инвестиции в обучение и развитие. Наред с работата в тези направления, за да може да привлича необходимите професионалисти, изключително важно е работодателят да предлага конкурентни възнаграждения – които отговарят на динамиката на пазара на труда в България и са съобразени с темпа на нарастване на възнагражденията в страната, както и в сектор Енергетика, където са и нашите преки конкурентни на пазара на труда. Като размер на възнагражденията Електроразпределение Юг все още изостава от нивото на средното възнаграждение за сектор Енергетика – обществен сектор, дружествата от който се явяват наши преки конкуренти за квалифицирани кадри.

Следните данни илюстрират някои аспекти на ситуацията на пазара на труда в България в периода 2017-2020 г.:

- **Увеличение на максималния осигурителен доход**

С по-малък ефект, увеличението на максималния осигурителен доход от 2600 на 3000 лева от 2019 г. също доведе до директно увеличение на разходите за труд.

- **Синдикални организации, браншови колективен трудов договор и колективно договаряне в дружеството**

Не на последно място, сектор енергетика е традиционно силно синдикализиран и трудовите отношения и възнаграждения се регулират в браншови и локални колективни трудови договори, които са задължителни за изпълнение от дружеството. В сектор енергетика действа браншови колективен договор, в който са уговорени нива на допълнителни възнаграждения, надвишаващи тези по Кодекс на труда, включително социални разходи минимум xx% от фонд работна заплата, които са задължителни за изпълнение и директно водят до увеличение на разходите за труд.

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

Други разходи	Базисна година 2020	Прогнозна година	+/-
Разходи за местни данъци и такси	х ххх	х ххх	хх
Разходи за командировки	ххх	ххх	х
Други разходи	хх	хх	х
Общо други разходи	**х ххх**	**х ххх**	**хх**

Класификация на разходите по регулирани дейности, които ги предизвикват
Съгласно разпоредбите на т.18 от Минималните изисквания на КЕВР оперативните разходи са разпределени по нива на напрежение и разходни центрове в Таблица 6 и Таблица 7 от които е видно, че оперативните разходи необходими за експлоатация и поддръжка са ххх ххх хил.лв., а административните и с общо предназначение разходи са х ххх хил.лв.
В таблицата е представена детайла разбивка на разходите за експлоатация и поддръжка по икономически елементи:

Общо разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение	Базисна година 2020	Прогнозна година	Увеличение/ намаление
Разходи за материали	хх ххх	хх ххх	ххх
Разходи за външни услуги	хх ххх	хх ххх	ххх
Разходи за персонал	хх ххх	хх ххх	ххх
Други разходи	х ххх	х ххх	хх
Общо	**ххх ххх**	**ххх ххх**	**х ххх**

По-долу е представена матрица на разходите по дейности (разходни центрове) и икономически елементи за базисната и прогнозната година:

Управление	Базисна година 2020	Прогнозна година	Увеличение/ намаление
Разходи за материали	х ххх	х ххх	хх
Разходи за външни услуги	хх ххх	хх ххх	ххх
Разходи за персонал	хх ххх	хх ххх	ххх
Други разходи	х ххх	х ххх	хх
Общо	**хх ххх**	**хх ххх**	**ххх**

Диспечиране	Базисна година 2020	Прогнозна година	Увеличение/ намаление
Разходи за материали	хх	хх	х
Разходи за външни услуги	ххх	ххх	х
Разходи за персонал	х ххх	х ххх	хх
Други разходи	хх	хх	х
Общо	**х ххх**	**х ххх**	**хх**

Подстанции	Базисна година 2020	Прогнозна година	Увеличение/ намаление
Разходи за материали	xx	xx	x
Разходи за външни услуги	xxx	xxx	x
Разходи за персонал	xx	xx	x
Други разходи	xx	xx	x
Общо	**xxx**	**xxx**	**x**

Въздушни електропроводи	Базисна година 2020	Прогнозна година	Увеличение/ намаление
Разходи за материали	x xxx	x xxx	xx
Разходи за външни услуги	xx xxx	xx xxx	xxx
Разходи за персонал	xx xxx	xx xxx	xxx
Други разходи	xx	xx	x
Общо	**xx xxx**	**xx xxx**	**xxx**

Кабелни електропроводи	Базисна година 2020	Прогнозна година	Увеличение/ намаление
Разходи за материали	x xxx	x xxx	xx
Разходи за външни услуги	x xxx	x xxx	xx
Разходи за персонал	x xxx	x xxx	xx
Други разходи	xx	xx	x
Общо	**x xxx**	**x xxx**	**xxx**

Трафопостове	Базисна година 2020	Прогнозна година	Увеличение/ намаление
Разходи за материали	x xxx	x xxx	xx
Разходи за външни услуги	x xxx	x xxx	xx
Разходи за персонал	x xxx	x xxx	xx
Други разходи	xx	xx	x
Общо	**x xxx**	**x xxx**	**xxx**

Средства за търговско измерване	Базисна година 2020	Прогнозна година	Увеличение/ намаление
Разходи за материали	x xxx	x xxx	xx
Разходи за външни услуги	xx xxx	xx xxx	xxx
Разходи за персонал	xx xxx	xx xxx	xxx
Други разходи	xxx	xxx	x
Общо	**xx xxx**	**xx xxx**	**xxx**

С цел по задълбочен анализ и съпоставимост както и оценка на ефективността и оптимизирането на разходите по дейности е изготвена калкулация на разходите по дейности за единица релевантна за конкретната дейност:

- Разходите за въздушни и кабелни линии са изчислени за х километър - лв./км
- Разходите за трафопостове са изчислени за х бр. трафопост - лв./бр. трафопост
- Разходи за диспечиране са изчислени за х бр. трафопостове - лв./бр. трафопост
- Разходите за измервателни средства са изчислени за х бр. измервателен уред – лв./бр. измервателен уред
- Разходите за управление на дейността за х бр. ИТН - лв./бр. ИТН

Анализът показва, че се наблюдава увеличение на разходите за единица при дейностите свързани с кабелни и въздушни линии изчислени за х км, което основно се дължи на увеличение на разходите за външни услуги и разходите за персонал по поддръжка.
Разходите за х бр. трафопост са се увеличили с около х% за анализирания период.
При разходите за дейността диспечиране изчислени за х бр. трафопост се наблюдава увеличение с х,х%.
Разходите за дейности свързани с измерване за х бр. електромер се запазват постоянни за последните х г.
Разходите за управление за х бр. ИТН запазват нивата си през последните х г.

Административните разходи и разходи с общо предназначение са представени в таблица 6 и Таблица 7.

От тях разходите за материали са хх хил.лв., разходите за външни услуги са х ххх хил.лв., разходите за персонал са ххх хил.лв. и други разходи ххх хил.лв.
Видно е че най-голям дял в административните разходи (хх,х%) заемат разходите за външни услуги. Това се дължи на факта, че административната дейност е организирана и изнесена от дружеството в отделна компания ЕВН Център за услуги ООД с цел постигане на оптимална ефективност в административните дейности.
Разходите за административни услуги представляват основно разходи за възнаграждения и социални осигуровки за персонала, който извършва административните дейности, като например правни, счетоводни, финансови, дейности по материално снабдяване, енергийно планиране, дейности по администриране на човешки ресурси, деловодна дейност и други поради което зависят от тренда, който се наблюдава в развитието на разходите за персонал.
Въпреки това дружеството е организирало счетоводната си отчетност така, че да може да анализира разходите по видове административни дейности.

Детайлна разбивка на разходите за външни услуги в административните разходите са приложени в таблицата по-долу.

Разходи за външни услуги в Административни разходи и разходи с	Базисна година 2020	Прогнозна година	Увеличение/ намаление
Разходи за консултантски услуги	xxx	xxx	x
Р-ди за администр. у-ги (финансово-счетоводни, правни и регулаторни, ТРЗ, IT, др.	x xxx	x xxx	xx
Комуникация и информация	xxx	xxx	x
Правни, корпоративни и регулаторни услуги	x xxx	x xxx	xx
Счетоводни услуги	x xxx	x xxx	xx
Финансови услуги	xxx	xxx	x
Материално снабдяване	xxx	xxx	xx
Енерг. ефективност, ок. среда и устойчивост	xx	xx	x
Проверка и анализ на вътрешните дейности	xxx	xxx	x
Деловодна и др. административна дейност	x xxx	x xxx	xx
Разходи за информация за клиенти	xxx	xxx	xx
Разходи за застраховки	xx	xx	x
Разходи по събиране на вземанията	xx	xx	x
Разходи за други външни услуги	xxx	xxx	x
Общо разходи за външни услуги	**x xxx**	**x xxx**	**xxx**

Въз основа на направените дотук обосновки **оперативните разходи** за шести регулаторен период са в размер на **xxx xxx хил.лв.**

G. Разходи за балансиране

От ефективното стартиране на балансиращия пазар от м. юни 2014 г. до 31.01.2020год. "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

Анализът на 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 ЕР Юг с технологичния разход е пряк член на стандартна балансираща група и е на база опитът на ЕР Юг до сега. Почасовите прогнози на енергията за покриване на технологичните разходи се изготвят на база на почасовите прогнози на товара на лицензионната територия на дружеството и прогнозния месечен процент на технологичните разходи. За прогнозиране на почасовия товар на лицензионната територия на дружеството се взимат предвид фактори като температура, почивни и работни дни, дълги празници, сезонност, исторически товар и тенденции.

Резултатите от работата на балансиращия пазар показват, че най-голяма тежест при определяне на товара на лицензионната територия на дружеството 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 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**		
	Средна	Макс	Мин	Средна	Макс	Мин
1,2020	xxx,xx	xxx,xx	xxx,xx	xx,xx	xx,xx	0,00
2,2020	xxx,xx	xxx,xx	xxx,xx	xx,xx	xx,xx	0,00
3,2020	xxx,xx	xxx,xx	xxx,xx	xx,xx	xx,xx	0,00
4,2020	xxx,xx	xxx,xx	xxx,xx	xx,xx	xx,xx	0,00
5,2020	xxx,xx	xxx,xx	xxx,xx	xx,xx	xx,xx	0,00
6,2020	xxx,xx	xxx,xx	xxx,xx	xx,xx	xx,xx	0,00
7,2020	xxx,xx	xxx,xx	xxx,xx	xx,xx	xx,xx	0,00
8,2020	xxx,xx	xxx,xx	xxx,xx	xx,xx	xx,xx	0,00
9,2020	xxx,xx	xxx,xx	xxx,xx	xx,xx	xx,xx	0,00
10,2020	xxx,xx	xxx,xx	xxx,xx	xx,xx	xx,xx	0,00
11,2020	xxx,xx	xxx,xx	xxx,xx	xx,xx	xx,xx	0,00
12,2020	xxx,xx	xxx,xx	xxx,xx	xx,xx	xx,xx	0,00

Анализът от дейността през периода 01.2020 – 12.2020 показва, че средно-претегленото отклонение в прогнозата на технологичния разход е x.xx%, което 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.

Видно е, 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, както и непредвидимостта на почасовите цени за недостиг и излишък определени от ЕСО и това че, дружеството няма контрол върху точността на метеорологичните прогнози и формирането на цените за недостиг и излишък. Допълнителен фактор, влияещ върху разхода за балансиране е и цената за закупуване на ел. енергия, върху която ЕР Юг няма контрол и не може да прогнозира, тъй като считано от 01.07.2018 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).

	Технологичен разход		
	Балансираща енергия от измерения технологичен разход, %	Средни разходи за балансиране, лв./МВтч	Разходи за балансиране от общите разходи, %
1,2020	x.xx%	- x.xx	x.xx%
2,2020	x.xx%	- x.xx	x.xx%
3,2020	x.xx %	- x.xx	x.xx %
4,2020	x.xx%	- x.xx	x.xx%
5,2020	x.xx%	- x.xx	x.xx%
6,2020	x.xx%	- x.xx	x.xx%
7,2020	x.xx%	- x.xx	x.xx%
8,2020	x.xx%	- x.xx	x.xx%
9,2020	x.xx%	- x.xx	x.xx%
10,2020	x.xx%	- x.xx	x.xx%
11,2020	x.xx%	- x.xx	x.xx%
12,2020	x.xx%	- x.xx	x.xx%
Общо	x.xx%	- x.xx	x.xx %

В момента определеният от КЕВР разход за балансиране е **x.xx** лв./МВтч,

Предвид горе изложеното за целите на ценообразуване **разходите за балансиране** включени като ценообразуващ елемент са изчислени съгласно възприетият подход от регулатора като **x.xx** лв./МВтч което представлява **x xxx хил.лв.**

Н. Z фактор

Съгласно чл.38 ал. 4 и ал.5 от Наредба 1 за целите на ценообразуване на първата година от шести регулаторен период е изчислен Z фактор, като е приложена формулата в ал.4:

$$Z_t = \left(П_{утв.} - Е_{прог.} * \frac{ТР_{одоб.\%}}{1-ТР_{одоб\%}} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} - \left(П_{отч.} - Е_{отч.} * \frac{ТР_{одоб.\%}}{1-ТР_{одоб.\%}} * Ц_{тр.}\right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

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 цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото, лв./kWh;

Р - корекцията за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Zt-1, лв.;

t - ценовият период.

Детайлната калкулация на Z фактора може да бъде проследена в Таблица 9, Таблица 9А и Таблица 9В.

Общата стойност на Z фактора с който може да се коригират необходимите приходи за първата година от шести регулаторен период е (минус) **–х ххх хил.лв.**

Трябва да се има предвид, че за целите на калкулацията количествата и приходите от пренесена енергия са на база отчетни данни до м. Февруари 2021г. и прогнозни стойности за месеците Март, Април, Май и Юни.

I. Годишна корекция на необходимите приходи съгласно чл.38, ал.3, т.3 от Наредба 1

Размера на корекцията отразява разликата между отчетените инвестиции за периода 2018г. и 2019г. и 2020г. и планирани инвестиции по години за регулаторния период 2018-2020г.
Приложена е таблица 2С1, в която е направена калкулация на корекцията съгласно чл.38, ал.3, т.3 от Наредба 1.
Размера на **корекцията** с която трябва да се увеличат необходимите приходи на дружеството за първата година от шести регулаторен период е **ххх хил.лв**

J. Класификация на оперативните разходи, технологични разходи и разходите за амортизации за регулирана дейност като постоянни и променливи

Съгласно разпоредбите на т.19 от Минималните изисквания на КЕВР оперативните разходи, технологични разходи и амортизации са разгледани в контекста на тяхната класификация като постоянни и променливи.
За тази цел дружеството е направило анализ на разходите по лицензионни дейности съгласно дефинираните дейности в Таблица 7 от Минималните изисквания на КЕВР.
Разходите са разпределят на постоянни и променливи спрямо тяхното влияние от потреблението на електрическа енергия.
Всички гореописани разходи, които се класифицират като постоянни и трябва да бъдат покрити от услугата достъп до електроразпределителната мрежа, са на обща стойност ххх ххх хил.лв., така както са посочени в Таблица 7.

Променливите разходи, които трябва да бъдат покрити от услугите по пренос на ел. енергия по разпределителната мрежа са в размер на ххх ххх хил.лв.
Детайлно разпределение на постоянните и променливи разходи по дейности и нива на напрежение са представени в таблица 7.

VIII. Цени

Необходимите приходи на дружеството за първата година от шести регулаторен период са калкулирани на база на стойностите получени за всеки от параметрите анализирани и посочени в т. VII и следната формула:
НП = Р + (РБА * НВ),
където:
НП са необходимите годишни приходи;
Р - годишните разходи за дейността по лицензията включващи технологични разходи (т. VII,B), разходи за балансиране (VII,G), оперативни разходи(VII,F), годишни разходи за амортизация на активи използвани за дейността разпределение(VII,E);
РБА - регулаторна база на активите (VII, C);
НВ – норма на възвръщаемост, калкулирана на база на WACC (VII, D)

НП = (хх ххх + х ххх + ххх ххх + хх ххх) + (ххх ххх* **х.хх** %)
<u>НП = ххх ххх хил.лв.</u>

Като се вземат предвид корекциите на необходимите приходи описани в т. Н и т. I необходимите приходи за първата година от шести регулаторен период могат да бъдат калкулирани по следния начин:
НП = ххх ххх – х ххх + ххх = ххх ххх

<u>Следователно необходимите приходи за първата година от шести регулаторен период са **ххх ххх хил.лв.**</u>
Те са разпределени детайлно по видове услуги и нива на напрежение така както се предизвикват от клиентите, като се взема предвид и разпределението на постоянни и променливи разходи.

- <u>За услугата достъп до разпределителната мрежа общо за битови и небитови клиенти съгласно приложения подход на дружеството за единна цена достъп **ххх ххх хил.лв.**</u>

- <u>За услугата пренос през разпределителната мрежа **ххх ххх хил.лв.**</u>

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

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

А. Цена за достъп до разпределителната мрежа на небитови и битови клиенти

Цената за достъп на небитови и битови клиенти се изчислява в лв. на КВт на ден по следната формула:
Цдост. = НПдост. / М / 365 дни
където:

Цдост.– цена за достъп на небитови и битови клиенти, лв./кВт/ден
НПдост. – необходими приходи за услугата достъп на небитови и битови клиенти, лв.
М – предоставена мощност за ценовия период за небитови и битови клиенти, кВт

Цдост. = ххх ххх хил.лв / хх ххх ххх Кв. / 365 дни

Цдост. = х,ххххх лв./кВт./ден

В. Цена 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) = хх ххх хил.лв. / х ххх ххх кВтч

Цр.(Ср.Н) = х,ххххх лв./кВтч

С. Цена 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) = ххх ххх хил.лв. / х ххх ххх кВтч

Цр.(Н.Н) = х,ххххх 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) = х,ххххх лв./кВтч + х,ххххх лв./кВтч

Цр.обща (Н.Н) = х,ххххх лв./кВтч

„Електроразпределение Юг" ЕАД

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕРЮГ EVN група 31 ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на
Съвета на директорите

Йоахим Гасер
Председател на
Съвета на директорите

Приложение А

Справка № 1
Електроразпределение Юг ЕАД

Оперативни резултати (от дейността) за базисната година и прогнозирани корекции

хил.лв.

№	ПОКАЗАТЕЛИ	Базисна година 2020	Прогнозирани корекции	Прогнозни приходи
1	2	3	4	5
	Оперативни приходи (от дейността)			
1	Приходи от дейността	**xxx xxx**		**xxx xxx**
2	Други приходи			
	Общо оперативни приходи (от дейността)			
	Оперативни разходи			
	Експлоатация и поддръжка			
1	Закупена енергия за технологични разходи в т.ч. разходи за балансиране	xx xxx	xx xxx	xx xxx
2	Разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение	xxx xxx	x xxx	xxx xxx
3	Административни и с общо предназначение	x xxx	xxx	x xxx
	Общо експлоатация и поддръжка	**xxx xxx**	**xx xxx**	**xxx xxx**
1	Разходи за амортизации	xx xxx	-xxx	xx xxx
2	Разходи за амортизации на инвестиции	x	x xxx	x xxx
3	Годишни амортизационни отчисления за активи придобити по безвъзмезден начин	-xx xxx	-xxx	-xx xxx
	Общо оперативни разходи (за дейността)	**xxx xxx**	**xx xxx**	**xxx xxx**
	Регулаторна база			
1	Призната балансова стойност на активите	xxx xxx	-xxx xxx	xxx xxx
2	Среден номинален размер на инвестициите		xxx xxx	xxx xxx
3	Необходим оборотен капитал	xx xxx	x xxx	xx xxx
4	Балансова стойност на активи придобити по безвъзмезден начин (придобити чрез финансиране/ присъединявания)	xxx xxx	-xx xxx	xxx xxx
	Общо компоненти на регулаторната база	xxx xxx	-x xxx	xxx xxx
	Норма на възвръщаемост на капитала (%)	x,xx%		x,xx%
	Възвръщаемост на регулаторната база	xx xxx		xx xxx
	Корекции	-x xxx		-x xxx
1	Фактор Z	-x xxx		-x xxx
2	Инвестиции			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

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 1А
Електроразпределение Юг ЕАД

Резултати (от дейността) за базисната 2020 година съгласно одитиран годишен финансов отчет

хил.лв.

№	Показатели за годината завършваща на 31 декември 2020	Одитиран годишен финансов отчет за печалбата или загубата и всеобхватния доход за 2020г. (к.3=к.4+к.5)	Регулирана дейност	Нерегулирана дейност и разходи по чл. 11, ал. 2 от Наредба №1 за регулиране на цените на електрическата енергия
1	2	3	4	5
1	Приходи от достъп и пренос по разпределителната мрежа	xxx xxx	xxx xxx	xx xxx
2	Приходи от други продажби	x xxx	x	x xxx
3	Приходи от присъединяване към мрежата	xx xxx	xx xxx	x
4	Други доходи	x xxx	xxx	x xxx
5	Капитализирани разходи	x xxx	x xxx	x
6	Технологични разходи за пренос по мрежата	-xx xxx	-xx xxx	x
7	Разходи за материали	-xx xxx	-xx xxx	-x xxx
8	Разходи за външни услуги	-xx xxx	-xx xxx	-x xxx
9	Разходи за амортизация	-xx xxx	-xx xxx	-xxx
10	Разходи за амортизации за активите с право на ползване	-xxx	-xxx	-x
11	Разходи за възнаграждения на наети лица	-xx xxx	-xx xxx	-x xxx
12	Разходи за провизии, нетно	xxx	x	xxx
13	Обезценка на вземания, нетно	-x xxx	x	-x xxx
14	Други оперативни разходи	-x xxx	-x xxx	-x xxx
15	**Резултат от оперативна дейност** (р.15 = сума(р.1 ÷ р.14))	**xx xxx**	**xx xxx**	**xx xxx**

Изготвил:
Росица Русева
Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 2
Електроразпределение Юг ЕАД
Текущи активи по разпределение

хил.лв.

№	АКТИВИ	Призната 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
	Материални активи			
1	Земя	xx xxx	x	xx xxx
2	Сгради	xxx xxx	xx xxx	xx xxx
3	Въздушни електропроводи	xxx xxx	xxx xxx	xxx xxx
4	Подстанции	xx xxx	x xxx	x xxx
5	Кабелни електропроводи	xxx xxx	xxx xxx	xxx xxx
6	Трансформатори	xxx xxx	xxx xxx	xxx xxx
7	Измервателни уреди	xxx xxx	xxx xxx	xx xxx
8	Улично осветление	x	x	x
9	Офис оборудване в т.ч.	xx xxx	xx xxx	x xxx
	- Компютърни системи	xx xxx	xx xxx	x xxx
10	Транспортни средства	xx xxx	xx xxx	x xxx
11	Комуникационни средства	xx xxx	xx xxx	x xxx
12	Други	xx xxx	xx xxx	x xxx
	Общо материални активи	**x xxx xxx**	**xxx xxx**	**xxx xxx**
	Нематериални активи			
1	Компютърен софтуер	xx xxx	xx xxx	x xxx
2	Други нематериални активи	xx xxx	x xxx	xx xxx
	Общо нематериални активи	**xx xxx**	**xx xxx**	**xx xxx**
I	**Общо активи**	**x xxx xxx**	**xxx xxx**	**xxx xxx**

II	**Прогнозна средна стойност на амортизации на съществуващи активи (т.IV от Справка № 4)**			**xxx xxx**
III	**Средна балансова стойност на съществуващите активи (т.I-т.II)**			**xxx xxx**

Изготвил:
Юлия Георгиева
Отдел Счетоводство и данъци

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕРЮГ EVN група 31 ЕАД

Велко Куршумов
Финансов директор

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 2А
Електроразпределение Юг ЕАД
Преоценка на активи

хил.лв.

№	АКТИВИ	Стойност преди преоценка към.....г.	Стойност след преоценка
1	2	3	4
	Материални активи		
1	Земя		
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		
	Общо материални активи		
	Нематериални активи		
1	Компютърен софтуер		
2	Други нематериални активи		
	Общо нематериални активи		
	Общо активи		

Изготвил:
Юлия Георгиева
Отдел Счетоводство и данъци

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 2В
Електроразпределение Юг ЕАД
Активи, придобити по безвъзмезден начин или чрез финансиране от клиенти

хил.лв.

№	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**	xxx xxx	xx xxx	xxx xxx
2	**Прогнозна средна стойност на амортизации на активи, придобити чрез финансиране (т.V от Справка № 4)**			**xx xxx**
3	**Средна балансова ст-ст на активи, придобити по безвъзмезден начин (т.1-т.2)**			**xxx xxx**

Изготвил:
Юлия Георгиева
Отдел Счетоводство и данъци

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕРЮГ EVN група 31 ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 2С
"Електроразпределение Юг" ЕАД
Инвестиционна програма за предходен период (прогноза спрямо изпълнение)

хил.лв.

№	АКТИВИ	Прогнозен инвестиционен план				Изпълнение на инвестиционния план				Разлика (Прогноза-Изпълнение)
		2018	2019	2020	Общо	2018	2019	2020	Общо	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	**Материални активи**									
2	Земя	x	x	x	x	x	xxx	x	xxx	-xxx
3	Сгради	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx
4	Подстанции	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx
4.1.	Трансформатори	xxx	x	x xxx	x xxx	xxx	x	xxx	xxx	xxx
4.2.	Оборудване	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx
5	Трафопостове	xx xxx	x xxx	xx xxx	xx xxx	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	xx xxx
5.1.	Трансформатори	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx
5.2.	Оборудване	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx
6	Въздушни електропроводи	xx xxx	x xxx	xx xxx	xx xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	xx xxx	-x xxx
6.1.	Въздушни електропроводи В. Н.	x	x	x	x	x	x	x	x	x
6.2.	Въздушни електропроводи Ср. Н.	x xxx	x xxx	x xxx	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	x xxx	xx xxx	xx xxx	-xxx
7	Кабелни електропроводи	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	x xxx
7.1.	Кабелни електропроводи В. Н.	x	x xxx	xxx	x xxx	x	x	x xxx	x xxx	xxx
7.2.	Кабелни електропроводи Ср. Н.	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	xx xxx	-x xxx
7.3.	Кабелни електропроводи Н. Н.	x xxx	x xxx	xx xxx	xx xxx	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	xx xxx
8	Измервателни уреди	xx xxx	xx xxx	x xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	-x xxx
9	Офис оборудване в т.ч.	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	-x xxx
10	- Компютърни системи	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	-x xxx
11	Транспортни средства	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx	-x xxx
12	Комуникационни средства	xxx	xxx	xxx	x xxx	x	xxx	x xxx	x xxx	-x xxx
13	Други	xxx	xxx	xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	-x xxx
	Общо материални активи	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx
14	**Нематериални активи**				x	x	x	x	x	x
15	Компютърен софтуер	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	xxx
16	Други нематериални активи	xxx	xxx	xxx	x xxx	x xxx	xxx	xxx	x xxx	-x xxx
17	**Общо нематериални активи**	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	-x xxx
18	**Общо материални и нематериални активи**	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx
19	Активи придобити чрез финансиране/присъеденявания	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	-x xxx

№	Цели	Разходи 2018	Разходи 2019	Разходи 2020	Общо/Total	Разходи 2018	Разходи 2019	Разходи 2020	Общо/Total	Разлика (Прогноза-Изпълнение)
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	xx xxx	xx xxx	x 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	xx xxx	xx xxx	x 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	xx xxx	xx xxx	x xxx	xx xxx	-xx xxx
4	Законови задължения, в т. ч.	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx	xx xxx	xx 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	xxx	xxx	x xxx	xxx
4.2.	Присъединяване на обекти на производители към мрежата, съгласно чл. 15 от ЗВАЕИБ, включват се активи под № 2-8 включително.	xxx	xxx	x xxx	x xxx	xxx	xxx	xxx	x xxx	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	xxx 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	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	xx
	Общо	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	x 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

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕРЮГ EVN група 31 ЕАД

Велко Куршумов
Финансов директор

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 2С1
Електроразпределение Юг ЕАД
Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ

хил.лв./ t BGN

		2018 ($И_1$)	2019 ($И_2$)	2020 ($И_3$)
		отчет	отчет	отчет
1	Изпълнение на инвестиционния план - общо	xx xxx	xx xxx	xx xxx
2	Активи, придобити чрез финансиране/присъединявания	xx xxx	xx xxx	xx xxx
3	Нетна амортизация на инвестициите, Аn	x xxx	x xxx	x xxx
4	Номинален размер на инвестициите (р.1-р.2-р.3)	xx xxx	xx xxx	xx xxx
5	Среден номинален размер на инвестициите $И=(2,5*И_1+1,5*И_2+0,5*И_3)/3$	xx xxx		
6	Среден номинален размер на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	xx 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	x xxx		
8	Среден годишен разход за амортизации на инвестициите, утвърден за регулаторния период с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.	x xxx		
9	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ в т.ч.	xxx		
9.1	- Корекция в РАБ (р.5-р.6)*6,67%*3	-x xxx		
9.2	- Корекция за амортизации (р.7-р.8)*3	x xxx		
10	**Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ в I Ценови период на VI Регулаторен период**	**xxx**		

Изготвил:
Росица Русева
Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕРЮГ ЕИМ група 31 ЕАД

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			
		2021	2022	2023	Общо
1	2	3	4	5	6
1	**Материални активи**				
2	Земя	x	x	x	x
3	Сгради	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx
4	Подстанции	x xxx	xxx	x	x xxx
4.1.	Трансформатори	xxx			xxx
4.2.	Оборудване	x xxx	xxx	x	x xxx
5	Трафопостове	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx
5.1.	Трансформатори	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx
5.2.	Оборудване	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx
6	Въздушни електропроводи	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx
6.1.	Въздушни електропроводи В. Н.	x	x	x	x
6.2.	Въздушни електропроводи Ср. Н.	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx
6.3.	Въздушни електропроводи Н.Н.	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx
7	Кабелни електропроводи	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
7.1.	Кабелни електропроводи В. Н.	x xxx	xxx	x	x xxx
7.2.	Кабелни електропроводи Ср. Н.	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
7.3.	Кабелни електропроводи Н. Н.	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx
8	Измервателни уреди	x xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
9	Офис оборудване в т.ч.	x xxx	xxx	xxx	x xxx
10	- Компютърни системи	x xxx	xxx	xxx	x xxx
11	Транспортни средства	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx
12	Комуникационни средства	xxx	xxx	xxx	x xxx
13	Други	xxx	xxx	xxx	x xxx
	Общо материални активи	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx
14	**Нематериални активи**				x
15	Компютърен софтуер	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx
16	Други нематериални активи	xx xxx	x xxx	xxx	xx xxx
17	**Общо нематериални активи**	xx xxx	x xxx	x xxx	xx xxx
18	**Общо материални и нематериални активи**	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx
19	**Активи придобити чрез финансиране/присъеденявания**	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
	Прогнозен среден номинален размер на инвестициите за VI РП без инвестиции в активи придобити чрез финансиране (к.3*2,5+к.4*1,5+к.5*0,5)/3	**xx xxx**	**xx xxx**	**xx xxx**	**xxx xxx**

№	Цели	2021	2022	2023	Общо
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
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
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
4	Законови задължения, в т. ч.	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx 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
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
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
4.4.	Либерализиран пазар включват се активи под № 8, 10, 12 и др.	x xxx	x xxx	x xxx	xx xxx
	Общо	xxx xxx	xx 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 № 2Е
Електроразпределение Юг 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 (k.3*2,5+k.4*1,5+k.5*0,5)/3	Амортизация на активите			Средно-претеглена стойност на разходите за амортизации на отписани активи (k.7*2,5+k.8*1,5+k.9*0,5)/3
		2021	2022	2023		Годишна амортизация на отписани активи през 2021	Годишна амортизация на отписани активи през 2022	Годишна амортизация на отписани активи през 2023	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Материални активи								
1	Земя	x	x	x	x	x	x	x	x
2	Сгради	xx	xx	xx	xx	x	x	x	x
3	Въздушни електропроводи	xxx	xxx	xxx	xxx	x	x	x	xx
4	Подстанции	x	x	x	x	x	x	x	x
5	Кабелни електропроводи	xxx	xx	xx	xxx	xx	x	x	xx
6	Трансформатори	xx	xx	xx	xx	x	x	x	x
7	Измервателни уреди	xxx	xxx	xx	xxx	xxx	xx	xx	xxx
8	Улично осветление								
9	Офис оборудване в т.ч.								
	- Компютърни системи								
10	Транспортни средства								
11	Комуникационни средства								
12	Други								
	Общо материални активи	**xxx**	**xxx**	**xxx**	**xxx**	**xxx**	**xxx**	**xx**	**xxx**
	Нематериални активи								
1	Компютърен софтуер								
2	Други нематериални активи								
	Общо нематериални активи								
	Общо активи	**xxx**	**xxx**	**xxx**	**xxx**	**xxx**	**xxx**	**xx**	**xxx**

	Средна балансова стойност на активи за извеждане от експлоатация		**xxx**

Изготвил:
Емил Панков
Отдел Контролинг Мрежа

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕАД
ЕРЮГ EVN група
31

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 3
"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ " ЕАД

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

№	ПОКАЗАТЕЛИ	Базисна година / Base year 2020			Прогнозна година (01.7.2021-30.06.2022) / Forecast year (01.7.2021-30.06.2022)		
		хил.кВтч/ t kWh	%	хил.лв./ t BGN	хил.кВтч/ t kWh	%	хил.лв./ t BGN
1	2	3	4	5	6	7	8
	Покупки						
1	Закупена енергия за покриване на технологичния разход съгласно т.15 от минимални изисквания за Пети РП в.т.ч.	xxx xxx	x,xx%	xx xxx	xxx xxx	x,xx%	xx xxx
	- количество енергия за технологични разходи по т.16 от минимални изисквания за Пети РП	xxx xxx					
	Пренесена енергия						
1	Пренесена енергия до група 1 (*директно присъединени Ср.Н*)	xxx xxx		x	xxx xxx		x
2	Пренесена енергия до група 2 (*индиректни Ср.Н*)	x xxx xxx		xx xxx	x xxx xxx		xx xxx
3	Пренесена енергия до група 3 *(небитови клиенти НН)*	x xxx xxx		xx xxx	x xxx xxx		xx xxx
4	Пренесена енергия до група 4 *(битови клиенти НН)*	x xxx xxx		xxx xxx	x xxx xxx		xxx xxx
	Общо Пренесена енергия	x xxx xxx		xxx xxx	x xxx xxx		xxx xxx
	Достъп до разпределителната мрежа						
1	Достъп бизнес клиенти	x xxx		xx xxx	x xxx		xx xxx
2	Достъп битови клиенти	x xxx xxx		xx xxx	x xxx		xx xxx
	Общо достъп			xx xxx			xxx xxx
	Общо приходи			**xxx xxx**			**xxx xxx**

Изготвил:
Стефан Чорбаджиев
Отдел Енергийно планиране

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 4
Електроразпределение Юг 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 (к.3+к.4+к.5)/3	Амортизация на инвестициите			Средна претеглена стойност на разходите за амортизации за инвестиции (к.7*2,5+к.8*1,5+к.9*0,5)/3
		Година 2021	Година 2022	Година 2023		Годишна амортизация на инвестициите през 2021 г.	Годишна амортизация на инвестициите през 2022 г.	Годишна амортизация на инвестициите през 2023 г.	
1	2	3	4	5		7	8	9	10
I	**Материални активи**								
1	Земя	x	x	x					
2	Сгради	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
3	Въздушни електропроводи	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
	В т.ч. НН	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
4	Подстанции	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xx	x	xxx
5	Кабелни електропроводи	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx	xxx	x xxx	x xxx
	В т.ч. НН	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
6	Трансформатори	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
7	Измервателни уреди	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx	x xxx	x xxx	x xxx
8	Офис оборудване в т.ч.	x xxx	x xxx	xxx	x xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
	- Компютърни системи	x xxx	x xxx	xxx	x xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
9	Транспортни средства	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx
10	Комуникационни средства	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
11	Други	x xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xx	xxx
	Амортизация на материални активи	**xx xxx**	**xx xxx**	**xx xxx**	**xx xxx**	**x xxx**	**x xxx**	**x xxx**	**x xxx**
II	**Нематериални активи**								
1	Компютърен софтуер	x xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
2	Други нематериални активи	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	x	xxx
	Амортизация на нематериални активи	**x xxx**	**x xxx**	**x xxx**	**x xxx**	**x xxx**	**xxx**	**xxx**	**x xxx**
	Общо Амортизация	**xx xxx**	**xx xxx**	**xx xxx**	**xx xxx**	**x xxx**	**x xxx**	**x xxx**	**x xxx**
III	**Амортизация на активи придобити чрез финансиране/присъединявания**	**xx xxx**	**xx xxx**	**xx xxx**	**xx xxx**	**xxx**	**xxx**	**xxx**	**xxxx***
IV	**Прогнозна средна стойност на амортизации на съществуващи активи (к.3*3+к.4*2+к.5*1)/3**	xxx xxx	xxx xxx	xx xxx	**xxx xxx**				
V	**Прогнозна средна стойност на амортизации на активи, придобити чрез финансиране (к.3*3+к.4*2+к.5*1)/3**	xx xxx	xx xxx	xx xxx	**xx xxx**				
VI	**Прогнозен среден номинален размер на амортизации** на инвестициите без инвестиции в активи придобити чрез финансиране (к.7*2,5+к.8*1,5+к,9*0,5)/3								**x xxx**

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

Изготвил:
Юлия Георгиева
Отдел Счетоводство и данъци

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕРЮГ EVN група 31 ЕАД

Велко Куршумов
Финансов директор

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 4А
Електроразпределение Юг ЕАД
Разходи за амортизации на инвестициите

хил.лв.

№	АКТИВИ	Амортизация на инвестициите			Средна стойност на разходите за амортизации за инвестиции
		2018	2019	2020	
1	2	3	4	5	6
I	**Материални активи**				
1	Земя	x	x	x	x
2	Сгради	xx	xx	xxx	xxx
3	Въздушни електропроводи	xxx	xxx	xxx	xxx
4	Подстанции	xx	xx	xxx	xxx
5	Кабелни електропроводи	xxx	xxx	xxx	xxx
6	Трансформатори	xxx	xxx	xxx	xxx
7	Измервателни уреди	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx
8	Офис оборудване в т.ч.	x xxx	xxx	xxx	x xxx
	- Компютърни системи	x xxx	xxx	xxx	x xxx
9	Транспортни средства	x xxx	xxx	x xxx	x xxx
10	Комуникационни средства	x	xxx	xxx	xxx
11	Други	xxx	xxx	xxx	xxx
	Амортизация на материални активи	**x xxx**	**x xxx**	**x xxx**	**x xxx**
II	**Нематериални активи**				
1	Компютърен софтуер	x xxx	xxx	xxx	x xxx
2	Други нематериални активи	xxx	x	x	xx
	Амортизация на нематериални активи	**x xxx**	**xxx**	**xxx**	**x xxx**
	Общо Амортизация	**x xxx**	**x xxx**	**x xxx**	**x xxx**
III	**Амортизация на активи придобити чрез финансиране/присъединявания**	xxx	xxx	xxx	x xxx

***Забележка:** Не се включват разходи за амортизации на 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:
Юлия Георгиева
Отдел Счетоводство и данъци

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕРЮГ EVN група 31 ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 5
Електроразпределение Юг ЕАД
Среднопретеглена цена на капитала (WACC)

№	ПОЗИЦИЯ	Мярка	Балансова стойност към края на базисната 2020 година	Норма на възвръщаемост на к-ла съгласно т.29 от Минимални изисквания за V РП
1	2	3	4	4
1	Собствен капитал	хил. лв.	**ххх ххх**	**ххх ххх**
2	Дял на собствения капитал	%	хх,хх%	хх,хх%
3	Норма на възвръщаемост на собствения капитал	%	х,хх%	х,хх%
4	Привлечен капитал в т.ч.	хил. лв.	ххх ххх	ххх ххх
	- договори за финансов лизинг	хил. лв.	ххх	ххх
	- кредит	хил. лв.		
	- очаквано ниво на инвестициите през регулаторния период	хил. лв.	ххх ххх	ххх ххх
5	Дял на привлечения капитал	%	хх,хх%	хх,хх%
6	Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	**х,хх%**	**х,хх%**
7	Корпоративен данък върху печалбата по ЗКПО	%	**хх,хх%**	**хх,хх%**
8	**НОРМА НА ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ**	%	**х,хх%**	**х,хх%**

№	Лихвен процент	Описание	Дата на падежа	Срок на заема	Главница		Сума за годишно обслужване на дълга
					Сума на главницата amount	Неизплатена главница	
1							
2							
3							
4							
Общо							

Изготвил:
Росица Русева
Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕАД
ЕРЮГ EVN група
31

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка №6
Електроразпределение Юг ЕАД
Оперативни разходи (за дейността)

хил.лв.

№	Описание	Базисна година 2020	Прогнозна година	Увеличение/ намаление
1	2	3	4	5
	Разходи за експлоатация и поддръжка за дейността разпределение			
1	Управление	xx xxx	xx xxx	x xxx
2	Диспечиране	x xxx	x xxx	xxx
3	Подстанции	x xxx	x xxx	xxx
4	Въздушни електропроводи	xx xxx	xx xxx	xxx
5	Кабелни електропроводи	xx xxx	xx xxx	x xxx
6	Трафопостове	xx xxx	xx xxx	xxx
7	Средства за търговско измерване, в т.ч.:	xx xxx	xx xxx	-xxx
	Отчитане на средствата за търговско измерване	xx xxx	xx xxx	-x xxx
8	Разни	x	x	x
	Общо разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение в т.ч.	**xxx xxx**	**xxx xxx**	**x xxx**
	- амортизации на съществуващи активи	xx xxx	xx xxx	-xxx
	- амортизации на инвестиции 2018-2020		x xxx	x xxx
	- амортизации на активи за извеждане от експлоатация		xxx	xxx
	- амортизационни отчисления на права за ползване	xxx	xxx	x
	- амортизационни отчисления за активи придобити по безвъзмезден начин	-xx xxx	-xx xxx	-xxx
	Общо разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение без амортизации	**xxx xxx**	**xxx xxx**	**x xxx**
	Административни разходи и разходи с общо предназначение			
1	Разходи за материали	xx	xx	x
2	Разходи за външни услуги, в т. ч.:	x xxx	x xxx	xxx
	- Консултански услуги	xxx	xxx	x
3	Разходи за амортизации, в т. ч.:	xxx	xxx	x
	- Сгради	x	x	x
	- Машини, съоръжения, оборудване и стопански инветнар	x	x	x
	- Транспортни средства	x	x	x
	- Нематериални активи	x	x	x
	- Права за ползване на активи	x	x	x
4	Годишни амортизационни отчисления за активи придобити по безвъзмезден начин	x	x	x
5	Разходи за заплати	xxx	xxx	x
6	Социални осигуровки и надбавки, в т. ч.:	xx	xx	x
	- Трудови злополуки и щети	x	x	x
	- Помощи и обезщетения за работници и служители	x	x	x
7	Други разходи	xxx	xxx	x
	Общо административни разходи и разходи с общо предназначение	**x xxx**	**x xxx**	**xxx**
	Общо разходи	**xxx xxx**	**xxx xxx**	**x xxx**

Изготвил:
Росица Русева
Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕРЮГ EVN група 31 ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка №6А
Електроразпределение Юг ЕАД
Оперативни разходи (за дейността)

хил.лв.

№	Описание	2018	2019	2020
1	2	3	4	5
	Разходи за експлоатация и поддръжка за дейността разпределение			
1	Управление	xx xxx	xx xxx	xx xxx
2	Диспечиране	x xxx	x xxx	x xxx
3	Подстанции	x xxx	x xxx	x xxx
4	Въздушни електропроводи	xx xxx	xx xxx	xx xxx
5	Кабелни електропроводи	xx xxx	xx xxx	xx xxx
6	Трафопостове	xx xxx	xx xxx	xx xxx
7	Средства за търговско измерване, в т.ч.:	xx xxx	xx xxx	xx xxx
	Отчитане на средствата за търговско измерване	xx xxx	xx xxx	xx xxx
8	Разни	x	x	x
	Общо разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение	**xxx xxx**	**xxx xxx**	**xxx xxx**
	Административни разходи и разходи с общо предназначение			
1	Разходи за материали	xx	xx	xx
2	Разходи за външни услуги, в т. ч.:	x xxx	x xxx	x xxx
	- Консултански услуги	xxx	xxx	xxx
3	Разходи за амортизации, в т. ч.:	xx	xx	xxx
	- Сгради	x	x	x
	- Машини, съоръжения, оборудване и стопански инветнар	x	x	x
	- Транспортни средства	x	x	x
	- Нематериални активи	x	x	x
	- Права за ползване на активи	x	x	
4	Годишни амортизационни отчисления за активи придобити по безвъзмезден начин	x	x	x
5	Разходи за заплати	xxx	xxx	xxx
6	Социални осигуровки и надбавки, в т. ч.:	xx	xx	xx
	- Трудови злополуки и щети	x	x	x
	- Помощи и обезщетения за работници и служители	x	x	x
7	Други разходи	xx	xxx	xxx
	Общо административни разходи и разходи с общо предназначение	**x xxx**	**x xxx**	**x xxx**
	Общо разходи	**xxx xxx**	**xxx xxx**	**xxx xxx**

Изготвил:
Росица Русева
Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕРЮГ EVN група 31 ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 7
Електроразпределение Юг 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
1	2	3	4	5	6
I.	**Разходи за дейността**				
1	**Закупена електроенергия за технологични разходи**				
	Закупена електроенергия за технологични разходи в МВтч.		xxx xxx	xxx xxx	xxx xxx
	Закупена електроенергия за технологични разходи в хил.лв		xx xxx	xx xxx	xx xxx
2	**Разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение**				
2.1.	Управление	xx xxx			xx xxx
2.2.	Диспечиране	x xxx			x xxx
2.3.	Подстанции	x xxx			x xxx
2.4.	Въздушни електропроводи		xx xxx	xx xxx	xx xxx
2.5.	Кабелни електропроводи		x xxx	xx xxx	xx xxx
2.6.	Трафопостове		x xxx	xx xxx	xx xxx
2.7.	Средства за търговско измерване	xx xxx			xx xxx
2.8.	Разни				x
	Общо разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение в т.ч.	**xxx xxx**	**xx xxx**	**xx xxx**	**xxx xxx**
	- амортизации на съществуващи активи нетно от активи за извеждане	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xx xxx
	Управление	x xxx			x xxx
	Диспечиране	xxx			xxx
	Подстанции	xxx			xxx
	Средства за търговско измерване	xx xxx			xx xxx
	- амортизации на инвестиции 2018-2020	x xxx	x xxx	x xxx	x xxx
	Управление	x xxx			x xxx
	Диспечиране	xxx			xxx
	Подстанции	xxx			xxx
	Средства за търговско измерване	x xxx			x xxx
	- амортизационни отчисления за активи придобити по безвъзмезден начин	-x xxx	-x xxx	-x xxx	-xx xxx
	Управление	-x			-x
	Диспечиране	x			x
	Подстанции	x			x
	Средства за търговско измерване	-x xxx			-x xxx
	- амортизационни отчисления на права за ползване	xx	x	xxx	xxx
	Общо разходи за експлоатация и поддръжка за разпределение без амортизации	**xx xxx**	**xx xxx**	**xx xxx**	**xxx xxx**
3	**Административни разходи и разходи с общо предназначение**				
3.1.	Разходи за материали	xx			xx
3.2.	Разходи за външни услуги, в т. ч.:	x xxx			x xxx
	- Консултански услуги	xxx			xxx
3.3.	Амортизации, в т. ч.:	xxx			xxx
	- Сгради	x			x
	- Машини, съоръжения, оборудване и стопански инветнар	x			x
	- Транспортни средства	x			x
	- Нематериални активи	x			x
3.4.	Годишни амортизационни отчисления за активи придобити по безвъзмезден начин	x			x
3.5.	Разходи за заплати	xxx			xxx
3.6.	Социални осигуровки и надбавки	xx			xx
3.7.	Други разходи	xxx			xxx
	Общо административни разходи и разходи с общо предназначение	**x xxx**	**x**	**x**	**x xxx**
4	**Разходи за балансираща енергия**		**xxx**	**x xxx**	**x xxx**
	Общо разходи (1+2+3+4)	**xxx xxx**	**xx xxx**	**xxx xxx**	**xxx xxx**
II	**Регулаторната база на активите**				
1	Оборотен капитал	xx xxx	x xxx	xx xxx	xx xxx
2	Балансова стойност на активите	xxx xxx	xxx xxx	xxx xxx	xxx xxx
3	Инвестиции	xx xxx	xx xxx	xx xxx	xxx xxx
4	Активи придобити по безвъзмезден начин	xx xxx	xx xxx	xxx xxx	xxx xxx
	Общо регулаторна база на активите	**xxx xxx**	**xxx xxx**	**xxx xxx**	**xxx xxx**
5	Възвращаемост на регулаторната база	x xxx	x xxx	xx xxx	xx xxx
	Корекции	**xxx**	**-x xxx**	**-x xxx**	**-x xxx**
6	Фактор Z		-x xxx	-x xxx	**-x xxx**
7	Корекция по чл. 38, ал. 3, т. 3 от НРЦЕЕ	xxx	xxx	xxx	**xxx**
III	**Общо необходими приходи**	**xxx xxx**	**xx xxx**	**xxx xxx**	**xxx xxx**

Изготвил:
Росица Русева
Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕРЮГ EVN група 31 ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка № 8
"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ " ЕАД
Приходи по действащи тарифи и по предлагани тарифи

№	Групи потребители	Показатели от базисна година 2020/ Base year indicators			Приходи / Revenues			
		Брой/ Number	Фактурирани/ invoiced	Фактурирани/ invoiced	действаща/ existing	предлагана/ proposed	Изменение / Change	Изменение / Change
		потребители/ customers	кВтч/ kWh	хил.Квт/tKW	цена (лв.)	цена (лв.)	(лв.)	(%)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Група 1 *(директно присъединени Ср.Н)*	ххх	ххх ххх ххх	ххх	х ххх ххх	х ххх ххх	ххх ххх	хх,х%
2	Група 2 *(индиректни Ср.Н)*	х ххх	х ххх ххх ххх	х ххх	хх ххх ххх	хх ххх ххх	-х ххх ххх	-х,х%
3	Група 3 *(небитови клиенти НН)*	ххх ххх	х ххх ххх ххх	х ххх	ххх ххх ххх	ххх ххх ххх	-х ххх ххх	-х,х%
4	Група 4 *(битови клиенти НН)*	х ххх ххх	х ххх ххх ххх		ххх ххх ххх	ххх ххх ххх	хх ххх ххх	хх,х%
5	Други приходи							
	Общо	**х ххх ххх**	**х ххх ххх ххх**	**х ххх**	**ххх ххх ххх**	**ххх ххх ххх**	**хх ххх ххх**	**х,х%**

Изготвил:
Стефан Чорбаджиев
Отдел Енергийно планиране

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка No 9
"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ " ЕАД

Показатели	Юли,2020 г.			Август,2020 г.			Септември,2020 г.			Октомври,2020 г.			Ноември,2020 г.			Декември,2020 г.		
	отчет			отчет			отчет			отчет			отчет			отчет		
	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.
I.Пренесена и разпределена електрическа енергия в т.ч.	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx
1. Приходи от цена за достъп за небитови клиенти	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx
2. Приходи от цена за достъп за битови клиенти	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx
3. Приходи от цена за пренос СН преки	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x
3а. Приходи от цена за пренос СН непреки	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx
4. Приходи от цена за пренос НН	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
Собствени нужди	xxx			xxx			xxx			xxx			xxx			xxx		
II. Технологични разходи	xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx		
Закупена на пазара ден напред	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx
Мрежови компоненти		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx
Задължение към обществото		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
Разходи за балансиране постигнати		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx
Разходи за балансиране одобрени		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Референтна цена - енергия		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
Цтр - Прогнозна пазарна цена - общо		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Среднопретеглена цена на пазара ден напред		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
+/- 5%		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
III. Технологични разходи %	x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%		

Показатели	Януари,2021 г.			Февруари,2021 г.			Март,2021 г.			Април,2021 г.			Май,2021 г.			Юни,2021 г.		
	отчет			отчет			прогноза			прогноза			прогноза			прогноза		
	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.
I.Пренесена и разпределена електрическа енергия в т.ч.	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx
1. Приходи от цена за достъп за небитови клиенти	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx
2. Приходи от цена за достъп за битови клиенти	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx
3. Приходи от цена за пренос СН преки	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x
3а. Приходи от цена за пренос СН непреки	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx
4. Приходи от цена за пренос НН	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
Собствени нужди	xxx			xxx			xxx			xxx			xxx			xxx		
II. Технологични разходи	xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx		
Закупена на пазара ден напред	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx
Мрежови компоненти		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx
Задължение към обществото		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx
Разходи за балансиране постигнати		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx
Разходи за балансиране одобрени		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Референтна цена - енергия		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
Цтр - Прогнозна пазарна цена - общо		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Среднопретеглена цена на пазара ден напред		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
+/- 5%		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
III. Технологични разходи %	x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%		

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

Показатели	ОБЩО		
	Юли.2020г. - Юни.2021г.		
	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.
I.Пренесена и разпределена електрическа енергия в т.ч.	х ххх ххх	х,ххххх	ххх ххх
1. Приходи от цена за достъп за небитови клиенти	х ххх	х,ххххх	хх ххх
2. Приходи от цена за достъп за битови клиенти	х ххх ххх	х,ххххх	хх ххх
3. Приходи от цена за пренос СН преки	ххх ххх	х,ххххх	х
3а. Приходи от цена за пренос СН непреки	х ххх ххх	х,ххххх	хх ххх
4. Приходи от цена за пренос НН	х ххх ххх	х,ххххх	ххх ххх
Собствени нужди	х ххх		
II. Технологични разходи	ххх ххх	х,ххххх	хх ххх
Закупена от ден напред	ххх ххх	х,ххххх	хх ххх
III. Технологични разходи %		х,хх%	
Мрежови компоненти		х,ххххх	х ххх
Задължение към обществото		х,ххххх	хх ххх
Разходи за балансиране		х,ххххх	х ххх
Референтна цена, утвърдена с Решение Ц-29/01.07.2020		х,ххххх	хх ххх
Прогнозна пазарна цена, утв. с Решение Ц-29/01.07.2020 г. (Цтр.)		х,ххххх	
Постигната среднопретеглена пазарна цена		х,ххххх	хх ххх
+/- 5%		х,ххххх	хх ххх
Цтр1		х,ххххх	

Референтна цена, утвърдена с Решение Ц-29/01.07.2020	хх,хх
Постигната среднопретеглена пазарна цена	хх,хх
Прогнозна пазарна цена, утв. с Решение Ц-29/01.07.2020 г. (Цтр.)	ххх,хх
Постигната пазарна цена (реална)	ххх,хх
Цтр.1 – цена, изчислена по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ	,ххх,хх
Постигната пазарна цена изчисл. по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ	,ххх,хх

Количество пренесена енергия, MWh	х ххх ххх
Утвърдено количество техн. разход , MWh	ххх ххх
Приходи, отчет в хил. лв.	ххх ххх
Разходи за техн. разходи	хх ххх
Марж, в хил. лв.	ххх ххх
Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	х ххх ххх
Утвърдено количество техн. разход , MWh	ххх ххх
Приходи, утвърдени в хил. лв.	ххх ххх
Разходи за техн. разходи	хх ххх
Марж, в хил. лв.	ххх ххх
Z фактор	-х ххх

	Общо хил.лв
Z t-1	**-х ,ххх,х**
Z t-2	**-х ,ххх,х**
Z фактор за ценови период 07.2021-06.2022	**-х ,ххх,х**

Изготвил:
Росица Русева
Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка No 9A
"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ " ЕАД

Показатели	Юли,2019 г.			Август,2019 г.			Септември,2019 г.			Октомври,2019 г.			Ноември,2019 г.			Декември,2019 г.		
	отчет			отчет			отчет			отчет			отчет			отчет		
	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.
I.Пренесена и разпределена електрическа енергия в т.ч.	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx
1. Приходи от цена за достъп за небитови клиенти	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx
2. Приходи от цена за достъп за битови клиенти	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx
3. Приходи от цена за пренос СН преки	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x
3а. Приходи от цена за пренос СН непреки	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx
4. Приходи от цена за пренос НН	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
Собствени нужди	xxx			xxx			xxx			xxx			xxx			xxx		
II. Технологични разходи	xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx		
Закупена на пазара ден напред	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx
Мрежови компоненти		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx
Задължение към обществото		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
Разходи за балансиране постигнати		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx		-x,xxxxx	-xx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xxx
Разходи за балансиране одобрени		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Референтна цена - енергия		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
Цтр - Прогнозна пазарна цена - общо		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Среднопретеглена цена на пазара ден напред		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
+/- 5%		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Цтр1		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
III. Технологични разходи %	x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%		

Показатели	Януари,2020 г.			Февруари,2020 г.			Март,2020 г.			Април,2020 г.			Май,2020 г.			Юни,2020 г.		
	отчет			отчет			отчет			отчет			отчет			отчет		
	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.
I.Пренесена и разпределена електрическа енергия в т.ч.	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx
1. Приходи от цена за достъп за небитови клиенти	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx
2. Приходи от цена за достъп за битови клиенти	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx
3. Приходи от цена за пренос СН преки	xx xxx	x,xxxxx		xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x
3а. Приходи от цена за пренос СН непреки	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx
4. Приходи от цена за пренос НН	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
Собствени нужди	xxx			xxx			xxx			xxx			xxx			xxx		
II. Технологични разходи	xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx		
Закупена на пазара ден напред	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx
Мрежови компоненти		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx
Задължение към обществото		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx
Разходи за балансиране постигнати		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx
Разходи за балансиране одобрени		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Референтна цена - енергия		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
Цтр - Прогнозна пазарна цена - общо		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Среднопретеглена цена на пазара ден напред		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
+/- 5%		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Цтр1		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
III. Технологични разходи %	x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%		

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

Показатели	ОБЩО		
	Юли.2019 г. - Юни.2020		
	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.
I.Пренесена и разпределена електрическа енергия в т.ч.	x xxx xxx	x,xxxxx	xxx xxx
1. Приходи от цена за достъп за небитови клиенти	x xxx	x,xxxxx	xx xxx
2. Приходи от цена за достъп за битови клиенти	x xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
3. Приходи от цена за пренос СН преки	xxx xxx	x,xxxxx	x
3а. Приходи от цена за пренос СН непреки	x xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
4. Приходи от цена за пренос НН	x xxx xxx	x,xxxxx	xxx xxx
Собствени нужди	x xxx		
II. Технологични разходи	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
Закупена от ден напред	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
III. Технологични разходи %	x,xx%		
Мрежови компоненти		x,xxxxx	x xxx
Задължение към обществото		x,xxxxx	xx xxx
Разходи за балансиране		x,xxxxx	xxx
Референтна цена, утвърдена с РешениеЦ-19/01.07.2019		x,xxxxx	xx xxx
Прогнозна пазарна цена, утв. с РешениеЦ-19/01.07.2019 г. (Цтр.)		x,xxxxx	
Постигната среднопретеглена пазарна цена		x,xxxxx	xx xxx
+/- 5%		x,xxxxx	xx xxx
Цтр1		x,xxxxx	

Референтна цена, утвърдена с Решение Ц-19/01.07.2019	xx,xx
Постигната среднопретеглена пазарна цена	xx,xx
Прогнозна пазарна цена, утв. с Решение Ц-19/01.07.2019 г. (Цтр.)	xxx,xx
Постигната пазарна цена (реална)	xxx,xx
Цтр.1 – цена, изчисл. по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ	xxx,xx
Постигната пазарна цена изчисл. по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ	xxx,xx

Количество пренесена енергия, MWh	x xxx xxx
Утвърдено количество техн. разход , MWh	xxx xxx
Приходи, отчет в хил. лв.	xxx xxx
Разходи за техн. разходи	xx xxx
Марж, в хил. лв.	xxx xxx
Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	x xxx xxx
Утвърдено количество техн. разход , MWh	xxx xxx
Приходи, утвърдени в хил. лв.	xxx xxx
Разходи за техн. разходи	xx xxx
Марж, в хил. лв.	xxx xxx
Z фактор	-x xxx

	Общо хил.лв
Z t-2 включено в решение Ц-29/01.07.2020 г.	**-x xxx**
Z t-2	**-x xxx,x**

Изготвил:
Росица Русева
Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка No 9В
"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ " ЕАД

Показатели	Юли,2019 г.			Август,2019 г.			Септември,2019 г.			Октомври,2019 г.			Ноември,2019 г.			Декември,2019 г.		
	отчет			отчет			отчет			отчет			отчет			отчет		
	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.
I.Пренесена и разпределена електрическа енергия в т.ч.	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx
1. Приходи от цена за достъп за небитови клиенти	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx
2. Приходи от цена за достъп за битови клиенти	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx
3. Приходи от цена за пренос СН преки	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x
3а. Приходи от цена за пренос СН непреки	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx
4. Приходи от цена за пренос НН	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
Собствени нужди	xxx			xxx			xxx			xxx			xxx			xxx		
II. Технологични разходи	xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx		
Закупена на пазара ден напред	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx
Мрежови компоненти		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx
Задължение към обществото		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
Разходи за балансиране постигнати		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx		-x,xxxxx	-xx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xxx
Разходи за балансиране одобрени		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Референтна цена - енергия		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
Цтр - Прогнозна пазарна цена - общо		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Среднопретеглена цена на пазара ден напред		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
+/- 5%		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Цтр1		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
III. Технологични разходи %	x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%		

Показатели	Януари,2020 г.			Февруари,2020 г.			Март,2020 г.			Април,2020 г.			Май,2020 г.			Юни,2020 г.		
	отчет			отчет			отчет			прогноза			прогноза			прогноза		
	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.
I.Пренесена и разпределена електрическа енергия в т.ч.	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx	xxx xxx		xx xxx
1. Приходи от цена за достъп за небитови клиенти	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx	x xxx	x,xxxxx	x xxx
2. Приходи от цена за достъп за битови клиенти	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx
3. Приходи от цена за пренос СН преки	xx xxx	x,xxxxx		xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x	xx xxx	x,xxxxx	x
3а. Приходи от цена за пренос СН непреки	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx	xxx xxx	x,xxxxx	x xxx
4. Приходи от цена за пренос НН	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
Собствени нужди	xxx			xxx			xxx			xxx			xxx			xxx		
II. Технологични разходи	xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx			xx xxx		
Закупена на пазара ден напред	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx	xx xxx	x,xxxxx	x xxx
Мрежови компоненти		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx
Задължение към обществото		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xxx
Разходи за балансиране постигнати		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xxx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx		x,xxxxx	xx
Разходи за балансиране одобрени		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Референтна цена - енергия		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
Цтр - Прогнозна пазарна цена - общо		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Среднопретеглена цена на пазара ден напред		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx		x,xxxxx	x xxx
+/- 5%		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
Цтр1		x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx			x,xxxxx	
III. Технологични разходи %	x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%			x,xx%		

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

Показатели	ОБЩО		
	Юли.2019 г. - Юни.2020		
	Количество пренесена енергия/ Предоставе на мощност MWh/MW	Действаща цена лв/kWh лв/kW/ден	Приходи, хил.лв.
I.Пренесена и разпределена електрическа енергия в т.ч.	x xxx xxx	x,xxxxx	xxx xxx
1. Приходи от цена за достъп за небитови клиенти	x xxx	x,xxxxx	xx xxx
2. Приходи от цена за достъп за битови клиенти	x xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
3. Приходи от цена за пренос СН преки	xxx xxx	x,xxxxx	x
3а. Приходи от цена за пренос СН непреки	x xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
4. Приходи от цена за пренос НН	x xxx xxx	x,xxxxx	xxx xxx
Собствени нужди	x xxx		
II. Технологични разходи	xxx xxx	x,xxxxx	xxx xxx
Закупена от ден напред	xxx xxx	x,xxxxx	xx xxx
III. Технологични разходи %	x,xx%		
Мрежови компоненти		x,xxxxx	x xxx
Задължение към обществото		x,xxxxx	xx xxx
Разходи за балансиране		x,xxxxx	xxx
Референтна цена, утвърдена с РешениеЦ-19/01.07.2019		x,xxxxx	xx xxx
Прогнозна пазарна цена, утв. с РешениеЦ-19/01.07.2019 г. (Цтр.)		x,xxxxx	
Постигната среднопретеглена пазарна цена		x,xxxxx	xx xxx
+/- 5%		x,xxxxx	xx xxx
Цтр1		x,xxxxx	

Референтна цена, утвърдена с РешениеЦ-19/01.07.2019	xx,xx
Постигната среднопретеглена пазарна цена	xx,xx
Прогнозна пазарна цена, утв. с Решение Ц-19/01.07.2019 г. (Цтр.)	xxx,xx
Постигната пазарна цена (реална)	xxx,xx
Цтр.1 – цена, изчисл. по реда на чл. 38, ал. 8, т. 1 от НРЦЕЕ	xxx,xx
Постигната пазарна цена изч. по чл. 38, ал. 7 от НРЦЕЕ	xxx,xx

Количество пренесена енергия, MWh	x xxx xxx
Утвърдено количество техн. разход , MWh	xxx xxx
Приходи, отчет в хил. лв.	xxx xxx
Разходи за техн. разходи	xx xxx
Марж, в хил. лв.	xxx xxx
Утвърдено количество пренесена енергия, MWh	x xxx xxx
Утвърдено количество техн. разход , MWh	xxx xxx
Приходи, утвърдени в хил. лв.	xxx xxx
Разходи за техн. разходи	xx xxx
Марж, в хил. лв.	xxx xxx
Z фактор	-x xxx

	Общо хил.лв
Z t-1	**-x xxx**
Z t-2	**-x xxx**
Z фактор за ценови период 07.2019-06.2020	**-x xxx**

Изготвил:
Росица Русева
Ръководител отдел Контролинг и трежъри

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Справка No 10
"ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ " ЕАД
Договорени мощности

№	Договорени мощности	Мярка/ Unit	Базисна година/ Base year	Прогнозна година/ Forecasted year
1	2	3	4	5
1	Небитови клиенти СН	хил.кВт	x xxx	x xxx
1,1	Небитови клиенти СН преки	хил.кВт	xxx	xxx
1,2	Небитови клиенти СН непреки	хил.кВт	x xxx	x xxx
2	Небитови клиенти НН	хил.кВт	x xxx	x xxx
3	Битови клиенти НН	хил.кВт		x xxx

Изготвил:
Стефан Чорбаджиев
Отдел Енергийно планиране

Велко Куршумов
Финансов директор

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на СД

Йоахим Гасер
Председател на СД

Електроразпределение Юг ЕАД
Инвестиционна и ремонтна програма 2021г. – 2023г.

1. Инвестиционна програма за 2021г. – 2023г.

Инвестиционната и ремонтна програми на Електроразпределение Юг ЕАД са разработени на база критерии за:

1) обезпечаване на непрекъснатост на снабдяването с електрическа енергия;
2) осигуряване на надеждно и качествено електроснабдяване, в съответствие с действащите стандарти и показатели;
3) развитие на електроразпределителната мрежа (ЕРМ) с цел повишаване на сигурността и капацитета, в т.ч. и възможността за присъединяване на нови клиенти и производители;
4) подобряване на ефективността при разпределянето на електрическата енергия и определяне на режимните параметри на елементи от електроразпределителната мрежа, с цел оптимизиране на технологичния разход;
5) изпълнение на други лицензионни задължения, свързани с: обезпечаване на навременно отчитане на консумираната/произведената електрическа енергия; осигуряване на условия за ефективно функциониращ либерализиран пазар; подобряване качеството на обслужване и търговските услуги;
6) подобряване на организацията и провеждането на техническа експлоатация на електроразпределителната мрежа, в т.ч. техническо и оперативно обслужване, ремонт и модернизация, управление и контрол;

Инвестиционна програма за периода 2021 – 2023г. и очакван ефект върху целевите показатели за качество на услугата и енергията

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

Постигането на основните цели заложени в инвестиционната и ремонтна програми на дружеството, могат да се обобщят в следващата таблица:

	Цели	Разходи год. 2021 хил.лева	Разходи год. 2022 хил.лева	Разходи год. 2023 хил.лева
1	Развитие и подобряване на мрежата, които включват активи под № 2, 3, 4, 5, 6, 7 и др.	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
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
4	Законови задължения, в т. ч.	xx xxx	xx xxx	xx xxx
4.1.	Изкупуване на енергийни обекти и съоръжения съгласно § 4 от ПЗР на ЗЕ	xxx	xxx	xxx
4.2.	Присъединяване на обекти на производители към мрежата, съгласно чл. 15 от ЗВАЕИБ	x xxx	x xxx	x 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
4.4.	Либерализиран пазар включват се активи под № 8, 10, 12 и др.	x xxx	x xxx	x xxx
	Общо	**xxx xxx**	**xx xxx**	**xx xxx**

ИНВЕСТИЦИИ

1.1.ЕЛЕКТРОТЕХНИКА

1.1.1. Подстанции

АКТИВИ	Инвестиционен план в хил.лева		
	Година 2021	Година 2022	Година 2023
Подстанции	x xxx	xxx	x
Права за предоставена мощност	xx xxx	x xxx	x

Електрическа подстанция „Тракия“ („Евмолпия“), гр. Пловдив

През 2021г. ще бъде въведена в експлоатация нова подстанция 110/20kV „Тракия“ с диспечерско име „Евмолпия“. Проектът предвижда възможност за монтаж на два силови трансформатора с мощност 40/50 MVA, като на първи етап ще бъде монтиран 1 бр. трансформатор 40/50 MVA. Подстанцията е от закрит тип поради ограничените размери на парцела и специфичното разположение (намира се в жилищен квартал). Планирано е захранването на първия етап да стане с КЛ 110kV с дължина 2,3 km от подстанция „Лаута“, изцяло в регулация. От подстанция "Тракия" ще се захранят съществуващи и нови клиенти, и ще се разтоварят подстанции "Лаута" и "Тримонциум". В тези две подстанции ще се освободи трансформаторна мощност за нови обекти в зоните на тяхното захранване. Взето е под

внимание и осигуряването на критерия за сигурност (n-1) (при отпадане на един елемент от електроразпределителната мрежа, всички клиенти да бъдат захранени без провеждане на ремонтни и строителни дейности по мрежата).

Планира се разширяване на съществуваща подстанция 110/20kV „Царацово", град Пловдив. Подстанция „Царацово" даде възможност за значително развитие на северозападната индустриална зона в Пловдив, където през последните години много нови предприятия осигуряват хиляди работни места. Едновременно с това се подобри електрозахранването и намалиха изключванията и трайните аварии в много селища в зоната – Царацово, Костиево, Бенковски, Радиново, Строево. Разширението е свързано с изграждане на второ поле 110kV и възможността за включване на втори силов трансформатор 110/20kV, с мощност 25/32,5MVA. Инвестицията е необходима за осигуряване на критерии n-1, без който не може да се гарантира сигурно и надеждно електрозахранване на присъединените клиенти и възможност за производство на производителите на електрическа енергия в зоната.

Електрически подстанции в района на Черноморието

С цел осигуряване на сигурност при снабдяване с електрическа енергия на потребители в района на с. Равда, гр. Несебър, гр. Ахелой, гр. Каблешково, както и възможности за присъединяване на нови клиенти е сключен договор с ЕСО за изграждане на нова електрическа подстанция в землище на гр. Каблешково, община Поморие.

Планира се новата стационарна подстанция „Каблешково" да замени инсталираната до края на 2020 година мобилна подстанция, която беше с мощност 12,5 MVA.

За изнасяне на мощности от новата подстанция „Каблешково" са изградени 3 броя кабелни линии средно напрежение (КЛ СН) с обща дължина от 15,2 km и са в процес на изграждане нови 3 броя КЛ СН с обща дължина 23 km.

Сключен е и договор за присъединяване с ЕСО за изграждане на нова подстанция 110/20kV в гр. Обзор и присъединяване към нея на КЛ СН, собственост на ЕР Юг. По този начин ще се обезпечи необходимостта от нова трансформаторна мощност 110/20kV в зоната, ще се подобри сигурността и надеждността на ЕРМ.

През периода са предвидени и инвестиции за КЛ СН, които ще бъдат присъединени към нова електрическа подстанция 110/20kV в гр. Поморие, за която също има сключен договор между ЕСО ЕАД и ЕР Юг.

1.1.2. Мрежа СН

АКТИВИ	Инвестиционен план в хил.лева		
	Година 2021	Година 2022	Година 2023
Въздушни електропроводи СН	x xxx	x xxx	x xxx
Кабелни електропроводи СН	xx xxx	xx xxx	xx xxx

За да отговори на очакванията на своите настоящи и бъдещи клиенти, ЕР Юг обръща сериозно внимание и на стремежа си постоянно да подобрява състоянието и развива разпределителната мрежа СН. В тази връзка в дружеството са разработени концепции за развитие на мрежата за период от 30 години. Концепциите са съобразени с Общите устройствени планове (ОУП) на общините, както и със очакваните мощности.

Планира се проектиране и изграждане на нови кабелни и въздушни електропроводи СН, като са взети в предвид концепциите за развитие на електроразпределителната мрежа, собственост на ЕР Юг.

Основните аспекти, които се съблюдават при изграждането на предвидените в инвестиционните програми нови електропроводи СН са: подобряване качеството на напрежение, увеличаване

сигурността на електрозахранване и развитие на електроразпределителната мрежа в зоните с интензивно строителство.

Част от проектите за мрежа СН са свързани и с строителството на нови електропроводи от подстанциите, които в момента се изграждат.

1.1.3. Мрежа НН

АКТИВИ	Инвестиционен план в хил.лева		
	Година 2021	Година 2022	Година 2023
Трафопостове	х ххх	х ххх	х ххх
Оборудване ТП	х ххх	х ххх	х ххх
Въздушни електропроводи НН	х ххх	х ххх	х ххх
Кабелни електропроводи НН	х ххх	х ххх	х ххх

Планираните инвестиции традиционно са насочени към процеса по постоянно подобряване качеството на доставяната електроенергия и осигуряване на непрекъснатост на електрозахранването. На база информацията от годишните инспекции, както и сигнали на клиенти се планират целеви инвестиции за увеличаване на капацитета на мрежа НН.

Друга важна част от инвестициите е насочена към изграждане на нови електромерни табла на имотна граница. Реализирането на тези проекти влияе положително на качеството и на непрекъсваемостта на захранването. Този тип инвестиции спомага за спазване 31-дневния период на отчитане на консумираната електроенергия, подготовка за либерализация на енергийния пазар и обслужване на клиентите, които вече са на свободния пазар.

Инвестиции се планират и използват ефективно и при изграждане на нова инфраструктура съвместно с общинските администрации.

1.1.4. Изкупуване на енергийни обекти и съоръжения

АКТИВИ	Инвестиционен план в хил.лева		
	Година 2021	Година 2022	Година 2023
Въздушни и кабелни електропроводи Ср.Н.	ххх	ххх	ххх
Трафопостове	ххх	ххх	ххх

Ежегодно се планират инвестиции за изкупуване на ел.съоръжения, които са част от разпределителната мрежа, когато не е обосновано изграждането на заместващи съоръжения

Относно изкупуването на енергийни обекти и съоръжения по реда на § 4 от ПЗР на ЗЕ, в ЕР Юг е съставен регистър на обекти и съоръжения чужда собственост, класифицирани съобразно определени критерии и приоритети.

1.1.5. Ново присъединяване

АКТИВИ	Инвестиционен план в хил.лева		
	Година 2021	Година 2022	Година 2023
Активи придобити чрез финансиране/ присъединявания	хх ххх	хх ххх	хх ххх

Изпълнението на законовите задължения за присъединяване на нови клиенти е взето в предвид. Тенденцията е увеличаване на техния брой съгласно постъпващите искания за сключване на договори.

1.1.6. Отделни инвестиции

АКТИВИ	Инвестиционен план в хил.лева		
	Година 2021	Година 2022	Година 2023
Измервателни уреди	х ххх	хх ххх	хх ххх

Предвидените инвестиции са основно свързани със закупуване на електромери, измервателни трансформатори и комуникационни устройства (GSM модеми и концентартори за данни) за нуждите на нови присъединявания на клиенти, подмяна на средства за търговско измерване (СТИ) с цел изпълнение на законово изискване за последваща проверка на уреди, подмяна на дефектирали СТИ, подмяна на стари механични електромери с нови статични електромери с товаров профил, висок клас на точност, отговарящи на изискванията за либерализация на пазара и с възможности за дистанционно отчитане на клиенти без достъп във връзка спазването на 31-дневния период на отчитане на изразходваната електроенергия. Закупуване на измервателни уреди за измерване качеството на напрежението на доставяната ел. енергия, еталонни уреди за измерване на ел. енергия за проверка на измервателни групи, както и други измервателни уреди за нуждите на КЕЦ с цел осигуряване на качествено и сигурно електрозахранване на клиентите.

1.1.7. Трансформатори СН/НН

АКТИВИ	Инвестиционен план в хил.лева		
	Година 2021	Година 2022	Година 2023
Трансформатори	х ххх	х ххх	х ххх

Доставката на нови мрежови трансформатори е с цел присъединяване на нови клиенти, подмяна на трансформатори, които не подлежат на ремонт или имат загуби на празен ход и късо съединение, които не отговарят на стандартите. В доставките са включени и трансформатори, които са предвидени за новоизграждащи се трафопостове.
В дружеството е разработена програма за оптимизиране на мощността на трансформаторите, монтирани в трафопостовете, като с това се цели и подобряване на техническите загуби, предизвикани от трансформация СН/НН.

Лични предпазни средства (ЛПС), средства за колективна защита

Предвидени са инвестиции за доставка на нови средства за безопасна работа. Работодателят осигурява необходимите защитни средства, съгласно изискванията за работа на „ПРАВИЛНИК за безопасност и здраве при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи". ЛПС и средства за колектива защита са електрозащитни и предпазват персонала от поражение на електрически ток, от въздействие на електрическа дъга и от продукти на нейното горене, както и от въздействие на електромагнитно поле.

Предвижда се доставка на измервателни уреди за безконтактно измерване и без изключване на напрежението, както и доставка на електрически разпределител с изолация от плътна гума за безопасно присъединяване към тоководещи шини за захранване на електрически инструменти.

1.2.ОБЩИ СЪОРЪЖЕНИЯ

1.2.1. Телекомуникации

АКТИВИ	Инвестиционен план в хил.лева		
	Година 2021	Година 2022	Година 2023
Комуникационни средства	ххх	ххх	ххх

Планира се разширяване на покритието на диспечерската радио-мрежа за комуникация с аварийните екипи и повишаване оперативността на управлението на мрежата. Ще се изгражда телеуправление и дистанционен контрол за управление на мрежови обекти от централна диспечерска служба. Целта е по-бърз и сигурен пренос на данни при управлението на мрежовите обекти, подаване на своевременна информация за състоянието на мрежата, поддържане на постоянна връзка с аварийните екипи за по-бързо отстраняване на аварии.

1.2.2. Фирмени, административни, жилищни и социални сгради

АКТИВИ	Инвестиционен план в хил.лева		
	Година 2021	Година 2022	Година 2023
Сгради	х ххх	х ххх	х ххх

Предвидено е преустройство, саниране и повишаване на енергийната ефективност на съществуващи сгради на КЕЦ. Предвидени са средства за ремонт на административни сгради с цел повишаване енергийната ефективност, подобряване на условията на труд на служителите, поддържане на сградите в добро техническо състояние. Използването на фургони за офиси е причината за необходимостта от строителство на сгради на КЕЦ Калояново и КЕЦ Раковски. Предстои приключване на строителството и въвеждане в експлоатация на КЕЦ Пловдив север и сграда за Диспечерски център.

1.2.3. МПС

АКТИВИ	Инвестиционен план в хил.лева		
	Година 2021	Година 2022	Година 2023
Транспортни средства	х ххх	х ххх	х ххх

Планирано е осигуряването на необходимия брой превозни средства за подмяна на амортизирани автомобили за поддържане на бързо и качествено обслужване на клиенти, отстраняване на аварии и спазване 31-дневния период на отчитане на консумираната електроенергия. За осигуряване мобилността на аварийните екипи на дружеството при есенно-зимни условия и в трудно достъпни райони са предвидени инвестиции за специална механизация и високопроходима техника. Наличието на собствена специална механизация ще даде възможност за по- голяма гъвкавост и автономност при изпълнението на дейности по стопански начин, които са свързани с поддържането на мрежата и с реализацията на обекти от Инвестиционно- ремонтната програма.

1.2.4. Хардуер и софтуер

АКТИВИ	Инвестиционен план в хил.лева		
	Година 2021	Година 2022	Година 2023
Компютърни системи	х ххх	ххх	ххх
Компютърен софтуер	х ххх	х ххх	х ххх

Предвидени са инвестиции в ориентирани към клиента софтуери и системи за съхранение на данни са предвидени. Цели се подобряването, доразвитието и разширяването на инкасовата програма КВАЗИ спрямо регулаторните и законови изисквания. Ще се инвестира в приложения за мрежови анализи, изчисления и управление на електроразпределителната мрежа. Предвижда се разширение на IT инфраструктура, сървъри, оперативна памет и софтуер и хардуер за работните места. Доработка на софтуерни приложения.

Електроразпределение Юг ЕАД в качеството си на администратор на лични данни е задължено да изпълнява изискванията на националното и европейско законодателство по тази тема. През 2016 г. се прие изцяло нова европейска нормативна рамка, свързана със защитата на личните данни, която се прилага пряко от 25.05.2018 г. в страните от Европейския съюз, в това число и България. Във връзка с Регламент на ЕС 2016/679, дружеството спазва изискванията към администраторите за вземане на подходящи технически и организационни мерки за подобряване IT сигурността на системите в дружеството.

Ремонтна програма 2021г. – 2023г

	Ремонтен план в хил.лева		
	Година 2021	Година 2022	Година 2023
2	3	4	5
Електропроводни линни СН	х ххх	х ххх	х ххх
Електропроводни линии НН	х ххх	х ххх	х ххх
Сгради	х ххх	х ххх	х ххх
Непланирани ремонти	ххх	ххх	ххх
Общо	**х ххх**	**х ххх**	**х ххх**

Чрез качествено извършени инспекции и ефективно насочени средства за ремонт се осигурява намаляване на аварийността, което пряко влияе и върху сигурността на електрозахранването. Ежегодните ни ремонтни програми включват цялостно саниране както на електропроводите Ср.Н., така и на трафопостове и възлови станции.

Чрез планираните средства за ремонт на въздушните електропроводи се поддържат просеки, санира се изолация и се изграждат защити от птици, с което се намалява влиянието на околната среда върху аварийността на електроразпределителната мрежа.

Същевременно насочените средства към ремонт на трафопостове и мрежи НН в населените места осигуряват както намаляване броя на изключванията, така и тяхната продължителност.

Предвидени са средства за ремонт на административни сгради с цел повишаване енергийната ефективност, подобряване на условията на труд на служителите, както и поддържане на сградите в добро техническо състояние.

В заключение: Оценката на необходимите инвестиции и ремонти за периода 2021-2023 е направена, отчитайки различни фактори, с които Електроразпределение Юг разполага:

- Направен е задълбочен анализ на потреблението и производството на електрическа енергия в отделните КЕЦ, како са взети в предвид и заявените мощности от бъдещи клиенти и производители;

- Анализирани са концепциите за развитие на мрежата, разработени на базата на софтуерни изчислителни модели и са отразени приоритетно местата в мрежата, които следва да се развиват, реконструират и модернизират;

- Разгледани са аварийните статистики и изключвания в мрежата, както и причините за тях, като са определени най-слабите места, в които е изключително необходимо да се предприемат инвестиционни разходи за подобряване на снабдяването и повишаване на сигурността на доставките на електрическа енергия. Отчетени са и жалбите на клиенти, свързани с качество на напрежението;

- Анализирани са елементи и места от мрежата, в които се наблюдава по-висок технологичен разход в сравнение с достигнатия на ниво дружество. Това реферира към планирани технически и организационни мерки, свързани с обекти в инвестиционната програма, целящи подобряване на загубите и ефективността на мрежата;

- За да отговори адекватно на очакванията на клиенти в оформящи се индустриални зони, курортни комплекси, както и да осигури качествено и навременно електрозахранване, част от инвестициите на дружеството са насочени в райони със силен икономически интерес;

- Взети са в предвид и законовите задължения на дружеството, свързани и с: осигуряване на нормално функциониране на либерализирания пазар; опазване на околната среда, живота, здравето и собствеността на клиентите; изкупуване на чужди съоръжения, които са част от ЕРМ и други.

Изготвил Емил Панков:
Отдел „Контролинг мрежа"

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ
ЕРЮГ
EVN група
31
ЕАД

Здравко Братоев
Зам. председател на
Съвета на директорите

Йоахим Гасер
Председател на
Съвета на директорите

Приложение 2.2. Отчет на показателите за качество през 2020г.;

ЕРЮГ EVN група

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 2020 г.:

1.1. Планирани

	Показатели	Отчетен период 01.01 – 31.12.2020г.	Целеви стойности
1.	SAIFI	X,XX	4,48
2.	SAIDI	XX,XX	186,7

1.2. Непланирани

	Показатели	Отчетен период 01.01 – 31.12.2020 г.	Целеви стойности
1.	SAIFI	X,XX	4,60
2.	SAIDI	XXX,XX	184,4

Изготвил: инж. Георги Димов, отдел „Диспечерски център"

2. Постигнати показатели за качество на услугите за 2020 г.:

№	Наименование на показателя	Измерител на показателя	Период 01.01. – 31.12.2020г.
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.	XX
2.	Време за проверка на СТИ по искане на потребител	Средно време за извършване на проверката	XX
3.	Време за подмяна на СТИ	Средно време за подмяна на СТИ	XX
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	X

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

Подписи:

ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ ЕРЮГ EVN група ЕАД

.....	.....
Здравко Братоев	Йоахим Гасер
Заместник-председател на Съвета на директорите	Председател на Съвета на директорите

Приложение 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;

Поне четири нови язовира до 7-8 години

Премиерът Борисов провери строителството на „Луда Яна“, който ще даде вода на Панагюрище

Най-малко четири нови язовира ще бъдат пония наред в двата града израснаха в режими.

стена, която е от каменно-насипен тип с глине-

„ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ" ЕАД

ЕРЮГ EVN група

ОПОВЕСТЯВАНЕ НА ЦЕНОВИ НАМЕРЕНИЯ НА „ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕ ЮГ" ЕАД ЗА НОВИ ЦЕНИ НА МРЕЖОВИ УСЛУГИ В СИЛА ОТ 01.07.2021 г.

В съответствие с нормативните изисквания „Електроразпределение Юг" ЕАД оповестява в средствата за масова информация, че не по-късно от 31 март 2021 г. ще подаде в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) заявление за утвърждаване на нови цени за предоставяните мрежови услуги за достъп и пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на дружеството, които да са в сила от 01.07.2021 г.

Предложените от „Електроразпределение Юг" ЕАД цени ще са определени на база одобрените с Ценовото решение от 01.07.2020 г. от КЕВР необходими приходи за текущия регулаторен период, индексирани с:

- разликата между прогнозните количества пренесена енергия, заложени в текущия ценови период и реално достигнатите
- разликата между прогнозната цена, заложена от КЕВР, по която разпределителните дружества купуват енергия за покриване на технологичните си разходи от Българската независима енергийна борса и цената, постигната на борсовия сегмент „Ден напред"
- разликата между прогнозни и реализирани разходи за инвестиции
- инфлационен индекс
- разходи, отразяващи реалните нива на цените на балансиращата енергия.

Настоящата публикация е в изпълнение на чл.36 а, ал.1 от Закона за енергетиката и чл.46 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (изм. и доп. ДВ бр. 50 от 25.06.2019 г.).

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

Кредитите пак поевтиняват

Поевтиняването на кредитите продължава и в началото на тази година, показва статистиката на БНБ.

През януари 2021 г. средният лихвен процент по потребителските заеми в левове спада до 8,26, а по тези в евро – до 3,29.

При жилищните в левове средната лихва пада до 2,82%, но при тези в евро се увеличава до 3,74%. Средният лихвен процент по другите кредити в левове се повишава до 3,61, а за тези в евро - до 4,2.

На месечна база - през януари 2021 г. спрямо декември 2020 г. - оскъпяването на кредитите за потребление в левове се понижава, но минимално. Има почти незабележимо покачване при ипотеките - лихвата нараства с едва 0,01 на сто. При другите кредити в левове средният лихвен процент се увеличава с 0,41%.

Годишният процент на разходите, в който са включени всичките такси, също се понижава. За заемите за потребление в левове през януари 2021 г. той е средно 8,77%, а по кредитите за потребление в евро – 3,78%.

При заемите в левове за покупка на жилище годишният процент на разходите намалява за една година до 3,1%, а за тези в евро – до 4,1 на сто.

Успоредно с поевтиняването на кредитите продължава и падането на доходността на депозитите. На годишна база средната лихва за парите, които домакинствата държат на влог, е 0,12%, ако са в левове, а за тези в евро - 0,09 на сто.

Бизнесът продължава да плаща на банките, за да си държи парите при тях. Средната лихва на бизнес депозитите в левове остава отрицателна, като пада до минус 0,07%. *(24 часа)*

Прессъобщения

Информация за медиите

26.02.2021 г.

До края на месец март 2021 г. дружествата от групата на EVN България ще внесат в КЕВР заявленията си за утвърждаване на нови цени от 1 юли 2021 г.

В съответствие с нормативната уредба регулираните дружества от групата на EVN България – Електроразпределение Юг, EVN България Електроснабдяване и EVN България Топлофикация, ще внесат в КЕВР (Комисия за енергийно и водно регулиране) до края на месец март 2021 г. заявленията си за утвърждаване на нови цени на мрежови услуги, електрическа и топлинна енергия, които да са в сила от 01.07.2021 г.

Предложените от „Електроразпределение Юг" ЕАД цени ще са определени на база одобрените с ценовото решение от 01.07.2020 г. от КЕВР необходими приходи за текущия регулаторен период, индексирани с:

- разликата между прогнозните количества пренесена енергия, заложени в текущия ценови период и реално достигнатите
- разликата между прогнозната цена, заложена от КЕВР, по която разпределителните дружества купуват енергия за покриване на технологичните си разходи от Българската независима енергийна борса и цената постигната на борсовия сегмент „Ден напред"
- разликата между прогнозни и реализирани разходи за инвестиции
- инфлационен индекс
- разходи, отразяващи реалните нива на цените на балансиращата енергия

Ценовото заявление на EVN България Електроснабдяване ще отразява настъпилите промени, свързани с либерализацията на електроенергийния пазар в България, както и принципите за качествено клиентско обслужване. Предложението ни с новите цени, които ще са в сила от 01.07.2021 г., да отчитат обективно необходимите приходи на EVN България Електроснабдяване за обезпечаване на лицензионните задължения и за осигуряване изпълнението на дейности, възложени със закон, както и осигуряване на необходимите средства за изпълнение на държавната политика за енергийна ефективност.

В предложените за утвърждаване нови цени на електрическата енергия от краен снабдител са калкулирани:

- Разходи за закупуване на електрическа енергия за осигуряване на потреблението на битови клиенти на ниско напрежение
- Компонента за дейността крайно снабдяване, определена като процент от утвърдената средна покупна цена за електрическа енергия
- За поредна година дружеството ще подаде искане до КЕВР за осигуряване на необходимите средства за изпълнение на държавната политика за енергийна ефективност

Ценовото заявление на EVN България Топлофикация ще включва:

- действащата към датата на подаването на заявлението регулирана цена на природния газ на "Булгаргаз" ЕАД
- норма на възвръщаемост на капитала – на база на приетата от регулатора в решение Ц-28/01.07.2020 г.
- разходи, свързани с либерализацията на електроенергийния и газовия пазар;
- разходи за балансиране съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия на КЕВР и разходи за изпълнение на наложените задължения за енергийни спестявания в резултат на държавната политика за енергийна ефективност
- разходи за закупуване на емисии въглероден диоксид
- разходи за достъп до електропреносната мрежа за произведеното количество електрическа енергия

В случай че до изтичане на срока за подаване на ценовите заявления (31 март 2021 г.) настъпят промени в нормативната рамка, те ще бъдат отразени от дружествата.

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА

Приложение 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.);

Платете на - име на получателя КЕВР			
IBAN на получателя BG78BNBG96613000142001		Вид плащане	
BIC на банката на получателя BNBG9661		При банка - име на банката на получателя БЪЛГАРСКА НАРОДНА БАНКА СОФИЯ	
ПЛАТЕЖНО НАРЕЖДАНЕ (ВНОСНА БЕЛЕЖКА) ЗА ПЛАЩАНЕ КЪМ БЮДЖЕТА	Вид валута BGN	Сума 1000.00	
Основание за плащане/внасяне - вид данък, такса, осигуровка, мито, лихва... ПИСМО 671/Т.ЗАЯВЛ.УТВ.ЦЕНИ ГЛ.3 РАЗ			
Още пояснения Д.4 ЗЕ ЕР ЮГ			
Вид* номер на документа, по който се плаща 9 DOC.NUM		Дата на документа 26.03.2021	
Период, за който се отнася плащането От дата: 01.07.2021 До дата: 30.06.2022			
Задължено лице - наименование на юридическото лице или трите имена на физическото лице ELEKTRORAZPREDELENIE YUG EAD			
БУЛСТАТ на задълженото лице 115552190		ЕГН/ЛНЧ на задълженото лице	
Номер от НДР на задълженото лице			
Наредител - наименование на юридическото лице или трите имена на физическото лице ELEKTRORAZPREDELENIE YUG EAD			
IBAN на наредителя BG82RZBB91551028234001		BIC на банката на наредителя RZBB9155	
При банка - име на банката на поръчителя РАЙФАЙЗЕНБАНК			
РИНГС Не		РИНГС Дата	
Дата на плащане 26.03.2021	Вальор 26.03.2021	Бордеро B210326527803254OPBISERA	

ВЯРНО С ОРИГИНАЛА