

ДО
Г-Н ПЛАМЕН МЛАДЕНОВСКИ
ПРЕДСЕДАТЕЛ
КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ
гр. София 1000, бул. „Княз Ал. Дондуков“ № 8-10

ПРЕДЛОЖЕНИЕ

Относно: *Утвърждаване на цени за пренос през електропреносната мрежа и цени за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти, за производители на електрическа енергия, с изключение на производители с динамично променяща се генерация и за производители от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация от слънчева и вятърна енергия на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД).*

Предложението на ЕСО ЕАД е в съответствие с разпоредбите в Закона за енергетиката (ЗЕ) и Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ). Документът е разработен в съответствие с приетите с протоколно Решение № 15/09.02.2012 г. от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) „Указания за образуване на цената за достъп до електропреносната мрежа и цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост“. Съобразено е и с актуализираните образци на заявления, одобрени с протоколно Решение № 32 от 28.02.2019 г. на КЕВР.

Предложението отразява разпоредбите на чл. 104, ал. 2 от ЗЕ, съгласно който се въвежда яснота относно лицата, които дължат цени за достъп и/или за пренос, присъединени към електроенергийната система, в т.ч. и в случаите на износ на електрическа енергия с произход Р. България. При износ на електрическа енергия с произход Р. България не се дължат мрежовите тарифи.

В предложението са отразени сделките за закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности за нуждите на управлението на електроенергийната система, които ще бъдат сключвани на пазарен принцип, съгласно Закона за изменение и допълнение на ЗЕ.

Предложението се базира и на промените в Закона за енергетиката, обнародвани в ДВ бр. 96 от 17.11.2023 г., в сила от 17.11.2023 г. – измененията ясно очертават регулаторната рамка в посока към пълна либерализация, навлизане на още нови ВЕИ мощности, присъединяване на локални средства за съхранение на енергия и определят нови инвестиционни ангажименти за независимия преносен оператор, който следва да осигури средства за инвестиции в мрежата и дигитализация, които да позволят посрещането на новите предизвикателства на кръговата икономика и прехода към нискоемисионна енергетика.

I. Въведение

Електроенергийните обекти на територията на страната са свързани и функционират в рамките на единна електроенергийна система (ЕЕС), която осигурява общ режим на работа и непрекъснат процес на производство, трансформиране, пренос, разпределение и потребление на електрическа енергия.

Електроенергийният системен оператор има уникално предназначение и функционални дейности и не се конкурира с други дружества в страната. ЕСО ЕАД оперативно управлява технологичната дейност на електропроизводствени и електроразпределителни дружества като регулира, резервира и пренася сигурно съответната електроенергия, с цел осигуряване на стабилност и жизнестойност на пазара на електроенергия.

В изпълнение на лицензионната си дейност ЕСО ЕАД има следните основни задължения, свързани с функционирането на ЕЕС на страната:

- гарантиране на дълготрайния капацитет на системата да покрива търсенето на пренос на електрическа енергия в разумни граници;
- подобряване на сигурността на доставките чрез достатъчен преносен капацитет и надеждност на системата;
- управление на потоците на електроенергия през системата, като се отчитат обмените с други свързани системи и в тази връзка за осигуряване на наличието на всички необходими допълнителни/спомагателни услуги;
- диспечирание на производствените съоръжения и определяне използването на междусистемните електропроводи;
- балансиране на електроенергийната система, администриране пазара на електрическа енергия и др.

С Решение № Р-205/18.12.2013 г. на ДКЕВР е издадена лицензия № Л-419-04/18.12.2013 г. за извършване на дейността „пренос на електрическа енергия” на ЕСО ЕАД, с права и задължения за дейността координатор на „специална балансираща група” за срок от 35 г.

С Решение С-7/05.11.2015 г. на основание чл. 10, пар. 1 и 2 от Директива 2009/72/ЕО на Европейския Парламент и на Съвета от 13.07.2009 г. КЕВР определи за независим преносен оператор на електропреносната мрежа на Република България – ЕСО ЕАД.

Дейността на ЕСО ЕАД е изцяло регулирана, поради което финансовото състояние на дружеството зависи от решенията на Комисията за енергийно и водно регулиране.

През изминалата финансова 2025 г. ЕСО ЕАД осигури ефективно оперативно управление на електроенергийната система, поддържане на електропреносната мрежа, както и балансиране на системата. Основните приходи на ЕСО ЕАД са от предоставяните мрежови услуги – достъп до електропреносната мрежа и пренос през електропреносната мрежа.

II. Анализ на основните фактори, влияещи върху резултатите от регулираните цени

Съгласно сезонния пан-европейски доклад на Обединението на европейските преносни оператори за електроенергия (ENTSO-E) Зимна перспектива 2025-2026 (*Winter Outlook 2026*) и утвърдения от КЕВР „Десетгодишен план за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2025-2034 г.“ на ЕСО ЕАД не се очакват затруднения в покриване на вътрешното потребление на електрическа енергия в страната. Това се дължи на наличието на достатъчно производствени мощности в региона и се предполага при нормални метеорологични условия и стандартна аварийност.

През летния сезон има значителна остатъчна разполагаемост за производство, но реализацията на износ е в пряка зависимост от производството на ВЕИ, особено на ФЕЦ. Реализацията на тази остатъчна разполагаемост за производство като износ може да се осъществи при наличието на добри прогнози за почасовото електропроизводство от ВЕИ и прилагането на експертни икономически стратегии при участие на местните производители на регионалните електроенергийни пазари. В противен случай не само няма да се реализира възможният износ, но при по-конкурентно участие на чужди пазарни участници, може да се реализира и внос. Това допълнително ще усложни управлението на баланса между производство и потребление в рамките на страната. Освен технически проблем, ще се създадат и финансови проблеми за местните кондензационни централи от нереализирана разполагаемост за производство. Ефект, който е осезаем от средата на 2019 година.

През изминалата една година с финансовата подкрепа по Националния план за възстановяване и устойчивост, към ЕЕС на България се присъединиха около XXX съоръжения за съхранение на електроенергия чрез батерии (ССЕБ), като се очаква че инсталираната им мощност ще нарасне до около XXX до края на 2026 г. Поради благоприятната пазарна среда в България тези системи са доста активни на борсовите пазари и в резултат българската ЕЕС се превръща в нетен вносител през първите два месеца от 2026 г. Като цяло ускореното присъединяването на ССЕБ ще намали още повече пазарния дял на конвенционалните източници на електроенергия, а именно те оказват положително влияние върху гъвкавостта и управлението на ЕЕС. В допълнение, интензивното въвеждане на ССЕБ в ЕЕС на страната влияе негативно върху технологичния разход в мрежата, което през 2026 г. очакваме да се отрази в увеличение на одобрените от Регулатора XXX технологичен разход и съответно в повишаване на количествата и разходите за покупка на електрическа енергия за покриване на техническите загуби.

Прогнозираното електропроизводство от ВЕИ се базира на заложените инсталирани мощности в утвърдения от КЕВР „Десетгодишен план за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2025-2034 г.“ на ЕСО ЕАД, но е съобразено със средностатистическото производство от последните години при нормални климатични условия и отчитайки, че производството от ПАВЕЦ не представлява възобновяема електроенергия.

Мощностните баланси показват драстична диспропорция при възможностите за покриване на вътрешното потребление и евентуален износ на електроенергия. За сметка на това е налице пазарен натиск върху конвенционалните централи в резултат на пазарните обединения и ускорения енергиен преход в цяла Европа. В резултат непостоянната енергия от ВЕИ се увеличава за сметка на базовите мощности. Това води до недостиг на балансиращи мощности в посока надолу на фона на все още невъзстановената ПАВЕЦ „Чаира“. С промяна на методиката за балансиране към ПТЕЕ от 01.05.2024 г., производителите от ВЕИ, опериращи изцяло на

свободния пазар, се дисциплинираха и небалансите причинени от тях намаляха значително. Въпреки това, инсталираната мощност от фотоволтаици с договори за разлика възлиза на около XXX и те продължават да внасят небаланси в електроенергийната система. Независимо, че ЕСО регистрира около XXX ВЕИ и ВЕИ + батерии като доставчици на балансиращи услуги, тъй като те не оперират на свободния пазар при ниски или отрицателни борсови цени, в тези периоди липсват балансиращи мощности, които да неутрализират небалансите на фотоволтаици със сключени договори за разлика.

III. Общо финансово състояние на ЕСО ЕАД

Финансовият резултат на ЕСО ЕАД от цялостната дейност за периода януари – декември на 2025 г. по отчетни данни, е печалба в размер на XXX след данъци и друг всеобхватен доход, преди начисление на глобален данък, който ще намали допълнително финансовия резултат на Дружеството. Отчитайки балансовата структура на ЕСО ЕАД, общото финансово състояние на Дружеството за периода януари - декември 2025 г. е стабилно. Финансовите показатели за рентабилност са положителни величини. Задълженията са текущи и се обслужват в срок. За анализирания период независимият преносен оператор е успял да запази финансовата си стабилност.

Положително влияние върху финансовия резултат оказват увеличените приходи от присъединяване към електропреносната мрежа – с XXX спрямо 2024 г. В обратна посока се отразява увеличението на разходите за амортизация, както и разходите за закупуване на електрическа енергия за технологичен разход. Намаляват и приходите от периметрично плащане, както и приходите от механизъм FSKAR и IGCC.

IV. Предложение за изменение на цените

Прогнозното вътрешно електропотребление и износът с произход България за 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г., които касаят дейността на ЕСО ЕАД, се основават на разработения прогнозен електроенергиен баланс за същия период.

1. Норма на възвръщаемост за цените достъп до и пренос през електропреносната мрежа

Съгласно разпоредбите в чл. 15, ал. 2 и ал. 3 от Наредба № 1 от 14.03.2017 за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ), в отговор на инвестиционни изисквания и на промените в икономическите условия, ЕСО ЕАД счита, че е необходимо да се преразгледа определената за Дружеството норма на възвръщаемост от КЕВР в предходното ценово решение, като се вземат предвид измененията в НРЦЕЕ, актуалните финансови параметри и плановете за бъдещи инвестиции.

В Решение Ц-17/30.06.2024 г., Регулаторът приложи модел за изчисление на нормата на възвръщаемост на капитала чрез оценка на капиталовите активи, съгласно измененията и допълненията в чл. 15 от НРЦЕЕ за електроразпределителните дружества. Този модел е потвърден и при последващото ценово решение, отново само за електроразпределителните дружества.

В тази връзка, прилагането на същия подход при определяне нормата на възвръщаемост за ЕСО ЕАД би представлявало изпълнение на разпоредбите на нормативния акт. Признаването на реалната възвръщаемост на оператора е единственият механизъм за осигуряване на

необходимите ресурси за реализиране на стратегически за националната сигурност и икономиката инвестиционни проекти, и модернизация на електропреносната мрежа.

Спазвайки разпоредбите по чл. 15, ал. 3 от НРЦЕЕ и одобрения модел, Дружеството е изчислило нормата на възвръщаемост на собствения капитал по формулата:

НВск = НВб + βL * (НВп – НВб), където:

- НВб е безрискова норма на възвръщаемост;
- НВп – пазарна рискова премия;
- βL – лостов бета коефициент за сектор "Енергетика"

Безрискова норма на възвръщаемост (НВб) е в размер на xxx

При определяне на безрисковата норма на възвръщаемост са взети предвид данните от сайта на Българска народна банка¹.

Пазарна рискова премия (НВп) е в размер на xxx

При определяне на пазарната рискова премия Дружеството се е базирало на публикуваната информация от Aswath Damodaran, който препоръчва стойност за развитите държави в размер на XXX, коригирана с кредитния рейтинг за България².

Лостов бета коефициент за сектор енергетика е в размер на xxx

Стойността на лостов бета коефициент за дружества в електроенергийния сектор е запазена на нивото от Решение Ц-24 от 30.06.2024 г. на КЕВР.

$$\text{НВск} = \text{xxx} + \text{xxx} * (\text{xxx} - \text{xxx})$$

$$\text{НВск} = \text{xxx}$$

При определянето на среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала, Дружеството прилага приетата формула в чл.15, ал.2 от НРЦЕЕ:

НВ=(Дск*НВск+Дпк*НВпк*(1-ДС))/(1-ДС), 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, която се определя по формулата по ал. 3, %
- ДС – корпоративният данък по Закона за корпоративното подоходно облагане, %
- Дпк – делът на привлечения капитал в общия капитал, %
- НВпк – нормата на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма, %

$$\text{НВ} = (\text{xxx} * \text{xxx} + \text{xxx} * (\text{xxx} - \text{xxx})) / (\text{xxx} - \text{xxx})$$

$$\text{НВ} = \text{xxx}$$

¹ БНБ - Дългосрочен лихвен процент за оценка на степента на конвергенция – 3,9294
https://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/index.htm?FILTERSANDVALUES=%27FREQ=M%27&pageId=591&series=2&KEYFAMILY=LTIR&TRANSFORMATION=SDMX_VERTICAL

²Пазарна рискова премия – [Damodaran Online: Home Page for Aswath Damodaran](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html) и pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

ЕСО ЕАД продължава да изпълнява мащабни стратегически за страната инвестиции, допринасящи за плавен и успешен енергиен преход, в изпълнение на европейските цели и в частност с плана „Fit-for-55“ и други стратегически документи и законодателни инициативи, свързани с декарбонизацията. За изпълнението на посочените инвестиции е необходимо ЕСО ЕАД да разполага с ликвидни средства, за покриване на инвестиционните и оперативни разходи. Следва да се има предвид и че ЕСО ЕАД е дружество, което внася 100% дивидент в полза на държавата, което от своя страна допълнително повишава стратегическата важност на оператора като структуроопределящо предприятие за икономиката на страната.

За периода 2020 – 2025 година ЕСО ЕАД е извършило разходи за инвестиционна дейност в размер на xxx, като въпреки мащабните инвестиции, нормата на възвръщаемост на оператора остава по-ниска в сравнение с други енергийни дружества, реализиращи значително по-ниски инвестиционни разходи. В допълнение, инвестиционните обекти, изградени от ЕСО ЕАД, имат стратегическо значение за цялата ЕЕС, а не само за мрежа високо напрежение. Тук следва да се посочи и фактът, че макар Дружеството да осигурява значителен инвестиционен ресурс чрез безвъзмездно финансиране за част от стратегическите обекти, активите, придобити чрез безвъзмездно финансиране, не се включват в РБА на Дружеството, което води до негативен финансов ефект в тарифите, определяни от КЕВР.

2. Изменение на цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа

С Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. КЕВР утвърди за регулаторния период 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г. цена за пренос през електропреносната мрежа от XXX лв./МВтч или XXX евро/МВтч. Прогнозната цена за пренос през електропреносната мрежа за регулаторния период от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г. е изчислена при следните изходни условия:

- i. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната, на база, на които ЕСО ЕАД ще реализира приходи са XXX
- ii. Разходи за електроенергия за покриване на технологичните разходи в размер на xxx. Същите са определени на база приетото към момента от КЕВР ниво от XXX от общото количество електрическа енергия, което се очаква да постъпи в електропреносната мрежа в размер на XXX и цена за покриване на технологичните разходи по пренос в размер на XXX. Разходът е остойностен по утвърдената цена за технологичен разход в Решение № Ц-25/01.07.2025 г. на КЕВР.

Въз основа чл. 27а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране цените на електрическата енергия, ЕСО ЕАД счита, че към този момент няма необходимост цената за пренос през електропреносната мрежа да се коригира с надвзет или недозет приход. Очакванията на оператора са, че постигната среднопретеглена пазарна цена, по която Дружеството закупува електрическа енергия за покриване на технологичните си загуби през регулаторния период, няма да отчете отклонение надвишаващо +/- 5 % спрямо утвърдената от КЕВР цена за съответния период. Ликвидността на съседните на България борсови пазари, както и ценовите нива, са нестабилни, очевидно повлияни от кризата в Иран. Очакванията на ЕСО ЕАД са, че не се наблюдават признаци за намаляване цената на петрола, която към датата на изготвяне на това предложение, се задържа малко над XXX \$ за барел при сорт „Brent“. Ако кризата в Близкия Изток продължи, се очаква покачване и на цените на газта, което от своя страна неминуемо ще се отрази върху цените на електрическата енергия. Ограничените възможности за диверсификация на доставките на газ допълнително могат да усложнят пазарната обстановка, а

такава нестабилност на международните и регионалните пазари би се отразила негативно върху малък и слабо развит пазар като българския.

iii. Условно-постоянните разходи са на стойност XXX и са формирани при следните изходни условия:

- През 2026 г. ЕСО ЕАД стартира действия по прекратяване дейността на дъщерното си дружество „ЕСО Инженеринг“ ЕООД и неговото вливане обратно (insourcing) в структурата на дружеството-майка. Процедурата има за цел да оптимизира управленските процеси и да осигури по-ефективно управление на ресурсите в рамките на групата на ЕСО ЕАД. Съгласно взетото решение всички активи, пасиви, права и задължения на ЕСО Инженеринг преминават към ЕСО ЕАД.

- Разходите за работна заплата и свързаните с тях осигуровки и социални разходи се основават на договорените със синдикалните организации средна брутна работна заплата (СБРЗ), клаузите, залегнали в колективния трудов договор (КТД), полагащите се доплащания по Кодекса на труда (КТ), както и действащия Кодекс за социално осигуряване, както и интегрирането на персонала на ЕСО Инженеринг в структурата на ЕСО ЕАД.

Следва да се има предвид и че броят на експертите в област енергетика, които се обучават във висшите училища в страната, критично намалява, което изправя оператора пред предизвикателството да запази дългогодишния си експертен и инженерен персонал в условията на силно конкурентна среда относно кадрите, заети в енергийния сектор, особено предвид бурното развитие на ВЕИ бизнеса. От друга страна поради по-ниските заплати в ЕСО ЕАД спрямо частния сектор, за оператора е трудно да привлече нови и да запазва вече обучените си кадри, което води до необходимостта от създаване на допълнителни финансови стимули за персонала с цел неговото задържане и безпроблемното функциониране на ЕЕС.

- Работодателят осигурява на работниците и служителите, съгласно Наредба № 11 от 21.12.2005 г. безплатна храна и добавки към нея на ден, всеки месец за действително отработено време. Размерът на средствата за безплатна храна и добавките към нея се договарят между страните по КТД в определен процент от минималната работна заплата (МРЗ) действаща за страната. Прогнозните разходи са определени на база актуализираната минимална работна заплата за страната и отразяват щатната структура на Дружеството.

- Разходите за амортизации са определени на база финансово-счетоводната отчетност на Дружеството към 31.12.2025 г. и приложимите счетоводни стандарти.

- Разходите за ремонт и поддръжка са определени в размер на XXX, на база разработена и утвърдена от управителните и контролни органи на Дружеството Програма за ремонт и поддръжка на електропреносната мрежа за 2026 г.

- Прогнозираните разходи за имуществена застраховка са на база придобити към 28.02.2026 г. дълготрайни материални активи. Съгласно чл. 3.8 от лицензията, ЕСО ЕАД сключва и поддържа застраховка, съгласно действащото законодателство, за покриване на рисковете по имуществото, определени с решение на Комисията и осигуряващи надеждно извършване на лицензионната дейност. Застрахователното покритие следва да осигурява необходимите финансови средства за подмяна на всеки елемент от електропреносната мрежа, повреден или унищожен в резултат на авария

или при други обстоятелства, както и за заплащане на обезщетения за причинени щети на трети лица.

ЕСО ЕАД отчита значителни по размер активи в процес на изграждане, които подлежат на застраховане, изпълнявайки проектите от общ европейски интерес и инвестицията по НПВУ „Цифрова трансформация на ЕПМ“, включени в инвестиционната програма, както и въвеждане в експлоатация на нови активи.

През 2025 г. извършените разходи за инвестиционни дейности от ЕСО ЕАД са XXX хил. лв. (или XXX хил. евро), от които – Инвестиционна програма в размер на XXX хил. лв. (XXX хил. евро) или XXX от разчета.

- Разходите за въоръжена и противопожарна охрана са съобразени с актуализираната минимална работна заплата за страната за 2026 г. и отразяват обема от активи на Дружеството, подлежащи на охрана.
- Разходите по икономически елементи „Разходи за материали“, „Разходи за външни услуги“ и „Други разходи“, са предмет на одобрената Програмата за текущи разходи на ЕСО ЕАД и са включени в одобрения бюджет на Дружеството за 2026 г. Разходите са калкулирани на база на сключени договори, прогнозни стойности за инфлация за 2026 г. и други икономически и пазарни фактори, които оказват влияние върху тях.

iv. При определянето на среднопредетеглената норма на възвръщаемост на капитала е приложена норма на възвръщаемост на собствения капитал от XXX. Подробно обяснено в т.1 „Норма на възвръщаемост за цените достъп до и пренос през електропреносната мрежа“, на стр. 4.

v. За определяне на оборотния капитал е приложен подходът в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, а именно стойност в размер на 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. Прилагайки този подход, изчисленият оборотен капитал за регулаторния период 2026/2027 г. е в размер на XXX.

vi. Предвидени са приходи от реактивна енергия, съгласно чл.7 от НРЦЕЕ за поевтиняване на тарифата на стойност XXX. Нивото на тези приходи е съобразено с отчета за 2025 г. и с очакваните икономически условия през следващия регулаторен период.

vii. Прогнозният размер на приходите на ЕСО ЕАД от търгове за физически права за пренос за регулаторния период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. от предоставяне на преносна способност по междусистемните електропроводи за поевтиняване на цената за пренос е XXX.

Съгласно Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета относно вътрешния пазар на електроенергия от 05.06.2019 г. чл. 19, параграф 2: *Следните цели се ползват с приоритет при разпределянето на всички приходи от разпределението на междусистемен капацитет:*

- a) *гарантиране на действителната наличност на разпределения капацитет, включително обезщетение за гарантираност; или*
- b) *поддържане или увеличаване на междусистемните капацитети чрез оптимизиране на използването на съществуващите междусистемни електропроводи посредством координирани коригиращи действия, където е приложимо; или покриване на разходи, произтичащи от мрежови инвестиции, свързани с намаляване на претоварването в междусистемните електропроводи.*

Съгласно параграф 3 „Когато приоритетните цели, посочени в параграф 2, бъдат изпълнени по подходящ начин, приходите може да бъдат използвани като доход, който се взема предвид от регулаторни органи при одобряването на методиката за изчисляване на мрежовите тарифи, определянето на мрежовите тарифи, или и двете. Остатъкът от приходите се записва на отделен ред по вътрешна сметка, докато стане възможно да бъде изразходван за целите, посочени в параграф 2.“

Във връзка с изискванията на Методика за използване на прихода от избягването на претоварване в съответствие с Регламент (ЕС) 2019/943, ЕСО ЕАД предоставя прогноза за използването на прихода от 01.01.2026 г. до 31.12.2026 г., както следва:

- Прогнозната част за инвестиционни/капиталови разходи през 2026 г., които ще бъдат покрити от постъпленията от Регламент (ЕС) 2019/943 е в общ размер на XXX за модернизация, цифровизация, укрепване на съществуващи активи или нови активи, които значително допринасят за поддържането или повишаването на междузоновата преносна способност, включително разходите за развитие и изграждане на тези активи:

Наименование на обекта	Инвестиционни разходи за 2026 г. (хил. евро)
Обекти от НПВУ, Carmen, Greenabler	XXX

Посочените инвестиционни разходи за обекти от НПВУ се отнасят само до частта на собственото финансиране.

- Сума в размер на XXX, която е взета предвид с Решение Ц-25/2025 г. за определяне на мрежовите тарифи за периода от 01.01.2026 г. до 30.06.2026 г.
- Сума в размер на XXX, която е предложена при определяне на мрежовите тарифи за периода от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г.
- Прогноза за постъпления от капацитет за периода 01.01.2026 г. – 31.12.2026 г. в размер на XXX.
- Заделените към 28.02.2026 г. по специална вътрешна сметка постъпления по Регламент (ЕС) 2019/943 и постъпления от капацитет от неевропейските граници са в размер на XXX.

В съответствие с гореизложеното и предвид прогнозираното количество електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната, както и планираните условно-постоянни разходи, съобразени с инвестиционната програма на дружеството, изчислената цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, без ДДС, се изменя, както следва:

Цена за пренос през електропреносната мрежа	действаща цена	прогнозна цена
	евро/МВтч	евро/МВтч
	XXX	XXX

Изменението на цената е резултат от комплексното влияние на следните ценообразуващи елементи:

№	Позиция	Мярка	Действаща цена Ц-25/01.07.2025 г.	Предложение ЕСО ЕАД	Изменение
	1	2	3	4	5=4-3
1	УПР	хил. евро	xxx	xxx	xxx
2	Технологични разходи по преноса	хил. евро	xxx	xxx	xxx
3	Технологични разходи по преноса	%	xxx	xxx	xxx
4	Регулаторна база на активите	хил. евро	xxx	xxx	xxx
5	Норма на възвръщаемост	%	xxx	xxx	xxx
6	Възвръщаемост (т.4*т.5)	хил. евро	xxx	xxx	xxx
7	Приходи от реактивна енергия (за поевтиняване на тарифата)	хил. евро	xxx	xxx	xxx
8	Приходи от прилагане на Регламент 2019/943 (за поевтиняване на тарифата)	хил. евро	xxx	xxx	xxx
9	Необходими годишни приходи (т.1+т.2+т.6-т.7-т.8)	хил. евро	xxx	xxx	xxx
10	Общо доставена в мрежата електрическа енергия за продажба и пренос	МВтч	xxx	xxx	xxx
11	Надвзет приход, от постигнатата среднопретеглена пазарна цена, по която операторът на електропреносната мрежа е закупил електрическа енергия за покриване на технологичните разходи през предходния регулаторен период /по чл. 27а от НРЦЕЕ/	хил. евро	xxx	xxx	xxx
	Цена за пренос	евро/МВтч	xxx	xxx	xxx
		евро/кВтч	xxx	xxx	xxx
		ц./кВтч	xxx	xxx	xxx

В предложената цена за пренос са отчетени инфлацията в страната, пазарните условия и увеличените разходи на Дружеството. В допълнение, изменената цена се дължи на необходимостта от признаване на реалната норма на възвръщаемост на Дружеството, съгласно разпоредбите на Наредба № 1 от 14.03.2017 за регулиране на цените на електрическата енергия. Нормата на възвръщаемост осигурява финансовата устойчивост и рентабилност на оператора.

3. Изменение на цената за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти

С Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. КЕВР утвърди за регулаторния период 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г. цена за достъп до електропреносната мрежа от XXX лв./МВтч или XXX евро/МВтч.

Прогнозната цена за достъп на крайни клиенти до електропреносната мрежа за регулаторния период от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г. е изчислена при следните изходни условия:

- i. Прогнозни количества електрическа енергия, доставена за продажба на територията на страната XXX
- ii. Прогнозата за отделните елементи на условно-постоянните разходи за регулаторния период 01.07.2026 г. - 30.06.2027 г. е разработена при отчитане всички необходими разходи за обезпечаване на дейността по лицензията. Елементите на условно-постоянните разходи са формирани при следните изходни условия и **са разделени поравно между цената достъп за клиенти и цените достъп за производители:**

- Разходите за работна заплата и свързаните с тях социални осигуровки и социални разходи са определени съобразно договорените със синдикалните организации средна

брутна работна заплата (СБРЗ) и клаузите залегнали в Колективния трудов договор (КТД), полагащите се доплащания по Кодекса на труда (КТ), както и с действащия Кодекс за социално осигуряване.

- Работодателят осигурява на работниците и служителите, съгласно Наредба № 11 от 21.12.2005 г. безплатна храна и добавки към нея, на ден, всеки месец за действително отработено време. Размерът на средствата за безплатна храна и добавките към нея се договарят между страните по КТД в определен процент от минималната работна заплата (МРЗ) действаща за страната. Считано от 01.01.2026 г., МРЗ е увеличена и е в размер на 620,20 евро за месец, съответно предвидените разходи за 2026 г. за безплатна храна са по-високи.
- Разходите за амортизации са определени на база финансово-счетоводната отчетност на Дружеството към 31.12.2025 г. и приложимите счетоводни стандарти. ЕСО ЕАД активно участва в процесите по изграждане и внедряване на платформите, свързани с функционирането на единните пазари ден-напред и в рамките на деня съгласно споразуменията SDAC и SDIC и наред с другите оператори отчита и значителни инвестиционни разходи в нематериални дълготрайни активи, които са с кратък срок на амортизация.
- Разходите за ремонт и поддръжка са на база разработена и утвърдена в Дружеството програма по отношение на активи, свързани с управление на електроенергийната система (телемеханика, телекомуникации, SCADA и др.) за 2026 г., утвърдена от УС на ЕСО ЕАД с Протокол № XXX и от НС на ЕСО ЕАД с Протокол № XXX.
- Разходите по икономически елементи „Разходи за материали“, „Разходи за външни услуги“ и „Други разходи“, са предмет на одобрената Програма за текущи разходи на ЕСО ЕАД и са включени в бюджета за 2026 г. Разходите са прогнозирани на база сключени договори, прогнозни стойности за инфлация за 2026 г. и други икономически и пазарни фактори, които оказват влияние върху тях.
- Разходи за членски внос в организации за 2026 г. са в размер на XXX. Прогнозираните разходи включват членски внос в Европейската организация на системните оператори за пренос на електроенергия (ENTSO-E), където ЕСО ЕАД е пълноправен член.
- Разходите, свързани със задълженията на оператора по европейски Регламенти, в т.ч.:
 - На основание параграф 53 и чл. 37 от Регламент 2019/943 на 22.05.2020 г. е учредено дружество за координиране на сигурността на електроенергийната мрежа в Югоизточна Европа - Southeast Electricity Network Coordination Center (“SEleNe CC”) със седалище в Солун, Гърция. ЕСО ЕАД и операторите на преносни системи на Гърция (*IPTO*) и Италия (*TERNA SpA*) са акционери с равни дялове в дружеството за координиране на сигурността на електроенергийната мрежа в Югоизточна Европа. Съгласно европейската регулаторна рамка, основните отговорности на SEleNe CC по регионалната мрежова сигурност са анализ на експлоатационната сигурност, координирано планиране на прекъсванията, координирано разпределяне на капацитет, краткосрочна и близо до реалното време прогноза на адекватността, изготвяне на модели на отделна и обща електроенергийна мрежа, и предоставяне на данните. Съгласно Регламент 943/2019 от юли 2022 г. SEleNe CC се трансформира в Регионален координационен център (*RCC*) на Европейската комисия.

Съгласно представения от SEleNe CC бюджет за 2026 г. дължимата годишна оперативна такса е в размер на XXX.

– Разходи, свързани с присъединяване на ЕСО ЕАД към единната платформа за разпределение (ЕПР) на дългосрочни преносни права (*JAO*) в изпълнение на Регламент на Комисията (ЕС) 2016/1719 и съгласно хармонизираните правила за разпределение на дългосрочни права (*EU HAR*) – в размер на XXX.

– Разходи, свързани с европейската платформа за краткосрочна адекватност, такси, относно платформата за прозрачност, както и верификационната платформа на ENTSO-E общо в размер на XXX.

– Разходи на стойност XXX, във връзка с присъединяването към европейските балансиращи платформи PICASSO (*Platform for the International Coordination of Automatic Frequency Restoration Reserves*) и MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*).

– Разходи, свързани със Споразумението за координирано осъществяване на функцията по единното свързване на пазарите в рамките на деня между ОПС и НОПЕ (*IDOA*) и Споразумението за сътрудничество между ОПС (*TCID*) и участието на ЕСО ЕАД, заедно с БНЕБ в процеса по интегриране на българска граница с общия европейски пазар в рамките на проект XVID за времеви хоризонт в рамките на деня. Очакваните разходи за 2026 г. са в размер на общо XXX.

– Разходи за инфраструктурна услуга, във връзка с многостранно споразумение за комуникационните мрежи с ENTSO-E в размер на XXX.

– Разходи по ИТС, произтичащи за ЕСО ЕАД от сключеното между европейските електроенергийни системни оператори по силата на Регламент 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета, Споразумение за междуоператорско компенсиране при взаимно използване на електропреносните мрежи. Прогнозираните разходи за 2026 г. са в размер на XXX.

iii. При определянето на среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е приложена норма на възвръщаемост на собствения капитал от XXX. Подробно обяснено в т.1 „Норма на възвръщаемост за цените достъп до и пренос през електропреносната мрежа“, стр. 4 от настоящото Предложение.

iv. Определянето на оборотния капитал е в съответствие с чл. 14, ал.8 от НРЦЕЕ, а именно като стойност не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. Прилагайки този подход, изчисленият оборотен капитал за регулаторния период 2026/2027 г. е в размер на XXX и заедно с материалните активи, пряко свързани с тази дейност, формира регулаторна база на активите в размер на XXX, разпределени съответно между трите цени за достъп.

v. При определението на цената за достъп за крайни клиенти е наложена допълнителна корекция по чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на стойност XXX, като е запазена на нивото от Решение Ц-25/01.07.2025 г. на КЕВР.

В съответствие с всичко гореизложено, прогнозната цена за достъп през електропреносната мрежа за крайни клиенти, без ДДС, се изменя, както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти	действаща цена	прогнозна цена
	евро/МВтч XXX	евро/МВтч XXX

Изменението на цената е резултат от комплексното влияние на изменението на следните ценообразуващи елементи:

№	Позиция	Мярка	Действаща цена Ц-25 от 01.07.2025 г.	Предложение ЕСО ЕАД	Изменение
	1	2	3	4	5=4-3
1	Условно постоянни разходи	хил. евро	xxx	xxx	xxx
2	Възвръщаемост	хил. евро	xxx	xxx	xxx
3	Допълнителна корекция по чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195	хил. евро	xxx	xxx	xxx
4	Необходими годишни приходи	хил. евро	xxx	xxx	xxx
5	Сумарна консумирана почасова мощност	МВтч	xxx	xxx	xxx
	Цена за достъп за крайни клиенти	евро/МВтч	xxx	xxx	xxx
		евро/кВтч	xxx	xxx	xxx
		ц./кВтч	xxx	xxx	xxx

4. Изменение на цените за достъп до електропреносната мрежа за производители

С Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. КЕВР утвърди за регулаторния период 01.07.2025 г. - 30.06.2026 г. цена за достъп до електропреносната мрежа, дължима от производителите на електрическа енергия без тези с динамично променяща се генерация от XXX лв./МВтч или XXX евро/МВтч, и цена достъп за производители на електрическа енергия с динамично променяща се генерация, произведена от слънчева или вятърна енергия от XXX лв./МВтч или XXX евро/МВтч.

Цената достъп за производители следва да се дължи за всяка единица произведена и/или постъпила в електропреносната мрежа електрическа енергия (евро/МВтч). Цената за достъп за производители следва да покрива 50 на сто от общите условно-постоянни разходи, свързани с дейността управление на електроенергийната система, тъй като и производителите, и потребителите на електроенергия използват преносната мрежа и следователно получават ползи от нея. В допълнение към това дължимата цена достъп включва и специфични разходни елементи, които са пряко свързани със страната на производството.

Прогнозните цени за достъп до електропреносната мрежа за производители за регулаторния период от 01.07.2026 г. до 30.06.2027 г. са изчислени при следните изходни условия:

- i. Прогнозни количества електрическа енергия, произведена и доставена за продажба на територията на страната:
 - За производители, с изключение на производители с динамично променяща се генерация – XXX

- За производители с динамично променяща се генерация на вятърна и слънчева енергия – XXX
- ii. На основание Правила за управление на електроенергийната система, Continental Europe Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) и насоките SOGL, приети въз основа на Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 02.08.2017 г. за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия, и съгласно предходното ценово решение на КЕВР, размерът на оперативните резерви, които ЕСО ЕАД следва да поддържа за следващия регулаторен период, остава без промяна и е както следва:
- Резерв за първично регулиране на честотата (*FCR*) – XXX
 - Резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (*aFRR*) – XXX
 - Резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (*mFRR*) – XXX
 - Резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (*mFRR*) – XXX от водноелектрически централи (ВЕЦ) и помпено-акумулиращи водноелектрически централи (ПАВЕЦ) за покриване на недостиг на производството на електрическа енергия от възобновяеми източници (ВЕИ).

Съгласно чл. 157, пар. 2, б. „г“ и „д“ от Регламент 2017/1485, размерът на този резерв трябва да е не по-малък от размера на най-голямата „разчетна“ авария (единична генерираща мощност, потребител или междусистемен електропровод в електроенергийната система). За България това е генерираща мощност в АЕЦ „Козлодуй“ в размер на 1 000 MW нето.

Средните цени за разполагаемост за отделните оперативни резерви са, както следва:

- Резерв за първично регулиране на честотата и резерви за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности – XXX.
 - Всички резерви за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – XXX.
- iii. Прогнозата за отделните елементи на условно-постоянните разходи за регулаторния период 01.07.2026 г. – 30.06.2027 г. е разработена при отчитане на всички необходими разходи за обезпечаване на дейността по лицензията и е описана подробно в т. 2 на предложението за изменение на цената достъп за крайни клиенти. Условно-постоянните разходи са **разпределени поравно между цената достъп за клиенти и цената достъп за производители.**
- iv. Определянето на оборотния капитал е в съответствие с чл. 14, ал. 8 от НРЦЕЕ, а именно като стойност не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания. Прилагайки този подход, изчисленият оборотен капитал за регулаторния период 2026/2027 г. е в размер на XXX и заедно с материалните активи, пряко свързани с тази дейност, формира регулаторна база на активите в размер на XXX, разпределена съответно между трите цени за достъп.

По отношение на разпределението на разходните елементи, формиращи необходимите годишни приходи, е спазен подходът на КЕВР, използван в предходното ценово решение. Разпределението е на база общо прогнозирана произведена електрическа енергия на територията на страната, а именно:

№	Позиция	Мярка	Общо производители	Производители без вятър и слънце	Производители вятър и слънце
1	Първично регулиране	хил. евро	xxx	xxx	xxx
2	Вторично автоматично регулиране	хил. евро	xxx	xxx	xxx
3	Вторично ръчно регулиране на честотата и обменните мощности	хил. евро	xxx	xxx	xxx
4	УПР	хил. евро	xxx	xxx	xxx
5	Възвръщаемост	хил. евро	xxx	xxx	xxx
6	Необходими годишни приходи	хил. евро	xxx	xxx	xxx
7	Сумарна консумирана почасова мощност	МВтч	xxx	xxx	xxx

Изменение на цената достъп за производители, с изключение на тези с динамично променяща се генерация от вятърна и слънчева енергия

В съответствие с гореизложеното, изчислената цена за достъп за производители, с изключение на тези по чл. 29 от НРЦЕЕ, без ДДС, се изменя, както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	действаща цена евро/МВтч XXX	прогнозна цена евро/МВтч XXX

Изменението на цената достъп за производители, с изключение на тези с динамично променяща се генерация от вятърна и слънчева енергия, е представено в таблицата по-долу:

№	Позиция	Мярка	Действаща цена Ц-25 от 01.07.2025 г.	Предложение ЕСО ЕАД	Изменение
	1	2	3	4	5=4-3
1	Първично регулиране	хил. евро	xxx	xxx	xxx
2	Вторично автоматично регулиране	хил. евро	xxx	xxx	xxx
3	Вторично ръчно регулиране на честотата и обменните мощности	хил. евро	xxx	xxx	xxx
4	Условно постоянни разходи	хил. евро	xxx	xxx	xxx
5	Възвръщаемост	хил. евро	xxx	xxx	xxx
6	Допълнителна корекция по чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195	хил. евро	xxx	xxx	xxx
7	Необходими годишни приходи	хил. евро	xxx	xxx	xxx
8	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	МВтч	xxx	xxx	xxx
	Цена за достъп за производители с изкл. на динамично променящата се генерация от слънце и вятър	евро/МВтч	xxx	xxx	xxx
		евро/кВтч	xxx	xxx	xxx
		ц./кВтч	xxx	xxx	xxx

Изменение на цената достъп за производители с динамично променяща се генерация от вятърна и слънчева енергия

В съответствие с гореизложеното, изчислената цена за достъп за производители по чл. 29 от НРЦЕЕ, без ДДС, се изменя, както следва:

Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители	действаща цена	прогнозна цена
	евро/МВтч	евро/МВтч
	XXX	XXX

Предложението е в посока намаление на цената в резултат на прогнозните по-високи количества електрическа енергия произведена от ФЕЦ и ВяЕЦ за предстоящия регулаторен период. Изменението на цената достъп за производители с динамично променяща се генерация от вятърна и слънчева енергия е представено в таблицата по-долу:

№	Позиция	Мярка	Действаща цена Ц-25 от 01.07.2025 г.	Предложение ЕСО ЕАД	Изменение
	1	2	3	4	5=4-3
1	Първично регулиране	хил. евро	xxx	xxx	xxx
2	Вторично автоматично регулиране	хил. евро	xxx	xxx	xxx
3	Вторично ръчно регулиране на честотата и обменните мощности	хил. евро	xxx	xxx	xxx
4	Разполагаемост за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (включени само в цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия)	хил. евро	xxx	xxx	xxx
5	Условно постоянни разходи	хил. евро	xxx	xxx	xxx
6	Възвръщаемост	хил. евро	xxx	xxx	xxx
7	Допълнителна корекция по чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195	хил. евро	xxx	xxx	xxx
8	Необходими годишни приходи	хил. евро	xxx	xxx	xxx
9	Общо продадена електрическа енергия на територията на страната и за износ	МВтч	xxx	xxx	xxx
	Цена за достъп за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия	евро/МВтч	xxx	xxx	xxx
		евро/кВтч	xxx	xxx	xxx
		ц./кВтч	xxx	xxx	xxx

В предложението на Дружеството в цени достъп са отчетени инфлацията в страната, пазарните условия и прогнозираните разходи на оператора за 2026 г., както и преизчислената норма на възвръщаемост.

С цел по-голяма и навременна събираемост на вземанията за цена достъп до електропреносната мрежа от производители, **присъединени към електроразпределителните мрежи, при утвърждаване на цените в сектор „Електроенергетика“ е необходимо** да има изричен запис в решението на Регулатора, регламентиращ механизма за заплащане на цена достъп, а именно: *„Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат ежемесечно цената на операторите на електроразпределителните мрежи, които превеждат цената на ЕСО ЕАД, за което последното не дължи плащане.“*

В заключение, следва да се отбележи, че ЕСО ЕАД и през изминалата календарна година активно работи по процесите за създаването на единна енергийна инфраструктура в региона, повишаване междусистемната свързаност и реализираните пазарни обединения с румънската и гръцката пазарни зони в сегмента „ден напред“. През 2025 г. целта на Дружеството продължи да бъде поддържане на високо ниво на сигурност на доставките по най-рентабилен начин.

ЕСО ЕАД очаква, че КЕВР ще отчете полаганите системни усилия от страна на ръководството за развитие и управление на електропреносната мрежа, в съответствие с принципа на икономическата целесъобразност, без това да нарушава надеждното функциониране на ЕЕС и ще определи ценова рамка, която да гарантира сигурно електроснабдяване в страната, задоволяване на търсенето на електрическа енергия и ще осигури възможности за внедряване на новите средства за съхранение на енергия, както и модернизирването на мрежата с цел посрещане на предизвикателствата на нисковъглеродната енергетика. Ще създаде условия за изпълнение на инвестициите, заложи в 10-годишния „План за развитие на преносната електрическа мрежа на България“, поддържане финансовата стабилност на ЕСО ЕАД и нормалното разплащане на законово установените задължения на Дружеството.

С уважение,

КИРИЛ ГЕОРГИЕВ
ИЗПЪЛНИТЕЛЕН ДИРЕКТОР

Справки

за образуване на цената за пренос
през електропреносната мрежа
от № 1 до № 5

СПРАВКА № 1

За определяне на технологичните разходи, свързани с пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа

Позиция	Отчет базисна 2025 г.		Разходи	Прогноза 2026 г.		Разходи
	МВтч	Цена (евро/МВтч)	хил. евро	МВтч	Цена (евро/МВтч)	хил. евро
1	2	3	4	5	6	7
I. Общо количество електрическа енергия постъпило в електропреносната мрежа	xxx			xxx		
Технологични разходи по преноса - %					xxx	
II. Технологични разходи по преноса (МВтч)	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
III. Разходи за управление на ЕЕС (ПАВЕЦ), в т.ч.						
Работа на ПАВЕЦ в генераторен режим						
-дневна						
-нощна						
Работа на ПАВЕЦ в помпен режим						
-дневна						
-нощна						
IV. Общо доставена в мрежата електрическа енергия за пренос	xxx			xxx		

СПРАВКА № 2
Условно-постоянни разходи

хил. евро

№	Наименование на разхода	Отчет базисна 2025 г.	Прогноза 2026 г.
	1	2	3
	Условно-постоянни разходи:	xxx	xxx
1	Разходи за заплати (възнаграждения)	xxx	xxx
2	Разходи за осигуровки	xxx	xxx
2.1	осигурителни вноски	xxx	xxx
2.2	социални разходи	xxx	xxx
3	Разходи за амортизации	xxx	xxx
4	Разходи за ремонт и поддръжка	xxx	xxx
5	Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията	xxx	xxx
5.1.	Горива за автотранспорт	xxx	xxx
5.2.	Работно облекло	xxx	xxx
5.3.	Канцеларски материали	xxx	xxx
5.4.	Материали за текущо поддържане	xxx	xxx
5.5.	Застраховки	xxx	xxx
5.6.	Местни данъци и такси	xxx	xxx
5.7.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	xxx	xxx
5.8.	Абонаментно поддържане	xxx	xxx
5.9.	Въоръжена и противопожарна охрана	xxx	xxx
5.10.	Наеми	xxx	xxx
5.11.	Проверка на уреди	xxx	xxx
5.12.	Съдебни разходи	xxx	xxx
5.13.	Експертни и одиторски разходи	xxx	xxx
5.14.	Услуга водоподаване	xxx	xxx
5.15.	Вода, отопление и осветление	xxx	xxx
5.16.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	xxx	xxx
5.17.	Охрана на труда	xxx	xxx
5.18.	Съгласуване на проекти	xxx	xxx
5.19.	Командировки	xxx	xxx
5.20.	Информационни услуги	xxx	xxx
5.21.	Други външни услуги	xxx	xxx
5.22.	Обучение и квалификация	xxx	xxx
5.23.	Научна дейност	xxx	xxx
5.24.	Делегации, съвещания и международни прояви	xxx	xxx
5.25.	Членски внос и разходи за чужд. организации	xxx	xxx
5.26.	Провизии	xxx	xxx
5.27.	Представителни цели	xxx	xxx
5.28.	Данъци удържани при източника съгл. ЗКПО	xxx	xxx
5.29.	Други разходи	xxx	xxx
5.30.	Разходи за стипендии	xxx	xxx
5.31.	Такси комитет по стандартизация	xxx	xxx
5.32.	Разх.за брак на материални запаси	xxx	xxx
5.33.	Разх.от неамортиз.част на бракувани ДМА	xxx	xxx
5.34.	Разх.за отписани вземания от продажби	xxx	xxx
5.35.	Р-ди за глоби и неустойки	xxx	xxx
5.36.	Разходи за достъп през чужди съоръжения	xxx	xxx
5.37.	Разходи такси БНЕБ и ОТС, във връзка със закупуването на енергия за покриване на технологичните загуби по преноса	xxx	xxx
6	Разходи, свързани с нерегулираната дейност	xxx	xxx

СПРАВКА № 3
Регулаторна база на активите

№	Позиция	Балансова стойност към 31.12.2025 г. - хил. евро
	1	2
I.	ДМА, пряко свързани с дейността по лицензията	xxx
1	Имоти, в т.ч.	xxx
1.1.	Земи	xxx
1.2.	Сгради	xxx
2	Машини, съоръжения и обрудване, в т.ч.	xxx
2.1.	Машини и оборудване	xxx
2.2.	Съоръжения	xxx
2.3.	Предавателни устройства	xxx
2.4.	Компютърна техника	xxx
3	Транспортни средства	xxx
4	Други активи	xxx
5	ДМА, свързани с нерегулираната дейност	xxx
II.	ДНМА, пряко свързани с дейността по лицензията	xxx
	ДНМА, свързани с нерегулираната дейност	xxx
III.	Активи, придобити чрез финансираня	xxx
-	безвъзмездно финансиране	xxx
-	присъединяване на нови потребители	xxx
IV.	Необходим оборотен капитал	xxx
V.	Регулаторна база на активите	xxx
	Възвръщаемост	xxx

СПРАВКА № 4
Капиталова структура и данъчни задължения

№	Позиция	Мярка	Балансова стойност към 31.12.2025 г.
	1	2	3
1.	Собствен капитал	хил. евро	xxx
2.	Дял на собствения капитал	%	xxx
3.	Норма на възвръщаемост на собствения капитал	%	xxx
4.	Привлечен капитал в т.ч.:	хил. евро	xxx
4.1	- договори за финансов лизинг	хил. евро	xxx
4.2	- кредит	хил. евро	xxx
5.	Дял на привлечения капитал	%	xxx
6.	Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	xxx
7.	Корпоративен данък върху печалбата по ЗКПО	%	xxx
8.	Норма на възвръщаемост	%	xxx

СПРАВКА № 5
Цена за пренос

№	Позиция	Мярка	Отчет базисна 2025 г.	Прогноза 2026 г.
	1	2	3	4
1.	УПР	хил. евро	xxx	xxx
2.	Възвръщаемост	хил. евро	xxx	xxx
3.	Технологични разходи по преноса	хил. евро	xxx	xxx
		%	xxx	xxx
4.	Приходи от реактивна енергия за поевтиняване на тарифата	хил. евро	xxx	xxx
5.	Приходи от прилагане на Регламент 2019/943 за поевтиняване на тарифата	хил. евро	xxx	xxx
6.	Общо доставена в мрежата електрическа енергия за продажба и пренос	МВтч	xxx	xxx
7.	Необходими годишни приходи	хил. евро	xxx	xxx
	Цена за пренос	евро/МВтч	xxx	xxx

Справки

за образуване на цените за достъп
до електропреносната мрежа
от № 1 до № 5

Включително:

Справка № 5.1 – Цена за достъп за крайни клиенти

Справка № 5.2 – Цена за достъп за производители с
изключение на тези с динамично променяща се генерация

Справка № 5.3 – Цена за достъп за производители с динамично
променяща се генерация от вятърна и слънчева енергия

СПРАВКА № 1
Разходи за закупуване на допълнителни услуги

№	Позиция	Отчет 2025 г.			Прогноза 2026 г.		
		Рпр.м		Отчетена цена	Рпр.м		Предложение за цена
		МВтч	хил. евро	евро/МВтч	МВтч	хил. евро	евро/МВтч
1	2	3	4	5	6	7	
	Разходи за закупуване на допълнителни услуги в т.ч.:	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
1.	Първично регулиране	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
2.	Вторично автоматично регулиране	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
3.	Вторично ръчно регулиране на честотата и обменните мощности	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
4.	Разполагаемост за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (включени само в цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия)	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx

СПРАВКА № 2
Условно-постоянни разходи

хил. евро

№	Наименование на разхода	Отчет базисна 2025 г.	Прогноза 2026 г.
	1	2	3
	Условно-постоянни разходи	xxx	xxx
1	Разходи за заплати (възнаграждения)	xxx	xxx
2	Разходи за осигуровки:	xxx	xxx
2.1	осигурителни вноски	xxx	xxx
2.2	социални разходи	xxx	xxx
3	Разходи за амортизации	xxx	xxx
4	Разходи за ремонт и поддръжка	xxx	xxx
5	Разходи, пряко свързани с дейността по лицензията:	xxx	xxx
5.1.	Горива за автотранспорт	xxx	xxx
5.2.	Работно облекло	xxx	xxx
5.3.	Канцеларски материали	xxx	xxx
5.4.	Материали за текущо поддръжане	xxx	xxx
5.5.	Застраховки	xxx	xxx
5.6.	Местни данъци и такси	xxx	xxx
5.7.	Разходи за RSCI център SELENE (в гр. Солун)	xxx	xxx
5.8.	Р-ди за верификационна платформа платформа ENTSO-E	xxx	xxx
5.9.	Р-ди за европейска платформа краткоср. адекватност	xxx	xxx
5.10.	Такси за обработка на данни съгласно Регламенти	xxx	xxx
5.11.	Разходи за единна европейска тръжна кантора JAO	xxx	xxx
5.12.	Р-ди ед.св.пазарите м/у ОПС в рам.на деня	xxx	xxx
5.13.	Р-ди ед.св.пазарите м/у ОПС сегмент ден напред	xxx	xxx
5.14.	Р-ди ед.св.пазарите м/у ОПС и НОПЕ в рам.на деня	xxx	xxx
5.15.	Р-ди ед.св.пазарите м/у ОПС и НОПЕ в сегмент ден напред	xxx	xxx
5.16.	FSKAR платформа	xxx	xxx
5.17.	Такси от регионални групи - ЦДУ	xxx	xxx
5.18.	Европейски платформи за обмен на балансираща енергия: проект PICASSO и платформата MARI и CMM	xxx	xxx
5.19.	Разходи за инфраструктурна услуга, във връзка с многостранно споразумение за комуникационните мрежи с ENTSO-E + Услуги по определяне обхвата на пазарните зони	xxx	xxx
5.20.	Пощенски разходи, телефони и абонаменти	xxx	xxx
5.21.	Абонаментно поддръжане	xxx	xxx
5.22.	Въоръжена и противопожарна охрана	xxx	xxx
5.23.	Наеми	xxx	xxx
5.24.	Проверка на уреди	xxx	xxx
5.25.	Съдебни разходи	xxx	xxx
5.26.	Експертни и одиторски разходи	xxx	xxx
5.27.	Услуга водоподаване	xxx	xxx
5.28.	Вода, отопление и осветление	xxx	xxx
5.29.	Безплатна предпазна храна съгласно нормативен акт	xxx	xxx
5.30.	Охрана на труда	xxx	xxx
5.31.	Съгласуване на проекти	xxx	xxx
5.32.	Командировки	xxx	xxx
5.33.	Информационни услуги	xxx	xxx
5.34.	Други външни услуги	xxx	xxx
5.35.	Обучение и квалификация	xxx	xxx
5.36.	Научна дейност	xxx	xxx
5.37.	Делегации, съвещания и международ. прояви	xxx	xxx
5.38.	Чл. внос и разходи за чужд. организации (членство в ENTSO-E)	xxx	xxx
5.39.	Провизии	xxx	xxx
5.40.	Представителни цели	xxx	xxx
5.41.	Данъци удържани при източника съгл. ЗКПО	xxx	xxx
5.42.	Други разходи	xxx	xxx
5.43.	Разходи за стипендии	xxx	xxx
5.44.	Такси комитет по стандартизация	xxx	xxx
5.45.	Разх.за брак на материални запаси	xxx	xxx
5.46.	Разх.от неамортиз.част на бракувани ДМА	xxx	xxx
5.47.	Разх.за отписани вземания от продажби	xxx	xxx
5.48.	Р-ди за глоби и неустойки	xxx	xxx
5.49.	Междооператорско компенсиране на разходите при взаимно използване на преносните мрежи	xxx	xxx
6	Разходи, свързани с нерегулираната дейност	xxx	xxx

СПРАВКА № 3
Регулаторна база на активите

№	Позиция	Балансова стойност към 31.12.2025 г. - хил. евро
	1	2
I.	Материални активи, пряко свързани с дейността по лицензията:	xxx
1	Имоти, в т.ч.:	xxx
1.1.	<i>Земли</i>	xxx
1.2.	<i>Сгради</i>	xxx
2	Машини, съоръжения и обрудване, в т.ч.:	xxx
2.1.	<i>Машини</i>	xxx
2.2.	<i>Съоръжения</i>	xxx
2.3.	<i>Оборудване</i>	xxx
3	Транспортни средства	xxx
4	Други активи	xxx
5	Материални активи, свързани с нерегулираната дейност	xxx
II.	Нематериални активи - пряко свързани с дейността по лицензията	xxx
	Нематериални активи, свързани с нерегулираната дейност	xxx
III.	Безвъзмездно финансирани активи	xxx
IV.	Необходим оборотен капитал	xxx
V.	Регулаторна база на активите	xxx
	Възвръщае мост	xxx

СПРАВКА № 4
Капиталова структура и данъчни задължения

№	Позиция	Мярка	Балансова стойност към 31.12.2025 г.
	1	2	3
1	Собствен капитал	хил. евро	xxx
2	Дял на собствения капитал	%	xxx
3	Норма на възвръщаемост на собствения капитал	%	xxx
4	Привлечен капитал в т.ч.:	хил. евро	xxx
4.1	- договори за финансов лизинг	хил. евро	xxx
4.2	- кредит	хил. евро	xxx
5	Дял на привлечения капитал	%	xxx
6	Средно претеглена норма на възвръщаемост на привлечения капитал	%	xxx
7	Корпоративен данък върху печалбата по ЗКПО	%	xxx
8	Норма на възвръщаемост	%	xxx

СПРАВКА № 5.1
Цена за достъп за крайни клиенти

№	Позиция	Мярка	Отчет базисна 2025 г.	Прогноза 2026 г.
	1	2	3	4
1	УПР	хил. евро	xxx	xxx
2	Възвръщаемост	хил. евро		xxx
3	Допълнителна корекция по чл. 44, параграф 2 от Регламент (ЕС) 2017/2195	хил. евро		xxx
4	Необходими годишни приходи	хил. евро	xxx	xxx
5	Сумарна консумирана почасова мощност	МВтч	xxx	xxx
	<i>Цена за достъп</i>	евро/МВтч	xxx	xxx

СПРАВКА № 5.2
Цена за достъп за производители без слънце и вятър

№	Позиция	Мярка	Отчет базисна 2025 г.	Прогноза 2026 г.
	1	2	3	4
1	Разходи за резерв за услуги	хил. евро	xxx	xxx
2	Първично регулиране	хил. евро	xxx	xxx
3	Вторично автоматично регулиране	хил. евро	xxx	xxx
4	Вторично ръчно регулиране на честотата и обменните мощности	хил. евро	xxx	xxx
5	УПР	хил. евро	xxx	xxx
6	Възвръщаемост	хил. евро	xxx	xxx
7	Необходими годишни приходи	хил. евро	xxx	xxx
8	Сумарна консумирана почасова мощност	МВтч	xxx	xxx
	Цена за достъп	евро/МВтч	xxx	xxx

СПРАВКА № 5.3

Цена за достъп за производители на ел.енергия от слънце и вятър

№	Позиция	Мярка	Отчет базисна 2025 г.	Прогноза 2026 г.
	1	2	3	4
1	Разходи за резерв за услуги	хил. евро	xxx	xxx
2	Разполагаемост за осигуряване на допълнителен резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности (включени само в цената за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия)	хил. евро	xxx	xxx
3	Първично регулиране	хил. евро	xxx	xxx
4	Вторично автоматично регулиране	хил. евро	xxx	xxx
5	Вторично ръчно регулиране на честотата и обменните мощности	хил. евро	xxx	xxx
6	УПР	хил. евро	xxx	xxx
7	Възвръщаемост	хил. евро	xxx	xxx
8	Необходими годишни приходи	хил. евро	xxx	xxx
9	Сумарна консумирана почасова мощност	МВтч	xxx	xxx
	Цена за достъп	евро/МВтч	xxx	xxx