



РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ

Комисия за енергийно
и водно регулиране



Вх. №...../.....2017 г.

ДО
ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ
ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КЕВР

ДОКЛАД

от
дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика” и
дирекция „Правна”

Относно: *Одобряване на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017 г. - 2026 г.*

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило писмо с вх. № Е-13-41-48 от 03.05.2017 г. от „Електроенергиен системен оператор” ЕАД (ЕСО ЕАД) с искане за одобрение на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026 г.

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията одобрява Десетгодишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ). Условията и редът, по които операторът на електропреносната мрежа разработва и представя в КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежата и по които Комисията го одобрява, са регламентирани в чл. 81г от ЗЕ и чл. 112 и сл. от НЛДЕ.

Съгласно разпоредбите на чл. 81г от ЗЕ и чл. 112 и сл. от НЛДЕ, операторът на преносна мрежа разработва, консултира с всички заинтересовани страни и предоставя на Комисията за одобрение десетгодишен план, ежегодно до 30 април. При изготвянето на десетгодишния план за развитие на преносната мрежа, операторът на електропреносната мрежа се съобразява с наличната информация относно предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, включително проучванията, плановете и прогнозите по чл. 87, ал. 3 от ЗЕ, като взема предвид и инвестиционните плановете за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз. В чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 3 от НЛДЕ е предвидено изискване операторът на преносна мрежа да консултира разработения десетгодишен план за развитие на преносната мрежа с всички заинтересовани страни. Проектът на план за развитие на мрежата се публикува на интернет страницата на оператора в срок до 30 дни преди внасянето му за одобрение от Комисията.

Задължението за разработване на десетгодишни плановете за развитие на мрежата от операторите на електропреносни системи на територията на Европейския съюз е предвидено и в чл. 22 от Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (Директива 2009/72/ЕО).

С Решение № С-5 от 30.07.2015 г. и Решение № С-7 от 05.11.2015 г. на КЕВР ЕСО ЕАД е сертифициран като и определен за независим преносен оператор (НПО) на електропреносната система на България, в съответствие с изискванията на Директива 2009/72/ЕО, Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1228/2003 и Глава осем „а“ от ЗЕ. Нотификацията за определяне на дружеството като НПО в съответствие с чл. 10, пар. 2 от Директива 2009/72/ЕО е публикувана в „Официален вестник“ на Европейския съюз (бр. С 428 от 19.12.2015 г.).

Във връзка с проучването на заявлението на ЕСО ЕАД е сформирана работна група със Заповед № З-Е-70 от 16.05.2017 г. на председателя на КЕВР.

С писмо с изх. № Е-13-41-48 от 22.05.2017 г. от ЕСО ЕАД е изискано да представи в КЕВР следната допълнителна информация и документи: доказателства за платена такса съгласно Тарифата за таксите, събирани от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране; доказателства за приемане на Десетгодишния план от Управителния съвет на дружеството; доказателства за провеждане на консултации със заинтересованите лица и резултатите от тях; подробна инвестиционна програма за периода 2017-2019 г., съдържаща прогнозните стойности на всички разходи по съоръжения и дейности, както и график за изпълнение на тези инвестиции; справка относно всички инвестиции, за които е взето решение, и относно определените нови инвестиции, които трябва да бъдат направени през следващите три години; отчет на извършените инвестиции до 31.12.2016 г. за основни обекти от електропреносната мрежа, които са реконструирани или са построени нови такива за изпълнение на критериите за сигурност на електроенергийната система (ЕЕС); отчет на извършените инвестиции до 31.12.2016 г. за извършена реконструкция на съществуващи обекти и изграждането на нови, както и отчет за всяка неизвършена инвестиция по проект/и с взето инвестиционно решение, която е следвало да бъде завършена до края на 2015 г. и 2016 г., ведно с обяснение за неизпълнението и съответните данни и документи в тази връзка. Към отчета следва да бъдат описани изрично и проектите с изтекъл срок на изпълнение към края на 2016 г., които са включени за изпълнение в предложения за одобрение от КЕВР Десетгодишен план на ЕСО ЕАД за периода 2017-2026 г. С писмо с вх. № Е-13-41-48 от 30.05.2017 г. ЕСО ЕАД е предоставило изисканата информация и документи.

С писмо с изх. № Е-13-41-48 от 26.07.2017 г. от ЕСО ЕАД е изискано да представи в КЕВР доказателства за провеждане на консултация с всички заинтересовани страни на разработения и обявен на интернет страницата на дружеството Десетгодишен план, периода на провеждане на консултацията и резултатите от нея. ЕСО ЕАД е предоставило информация с писмо с вх. № Е-13-41-48 от 27.07.2017 г.

След проучване на представения План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026 г. е установено следното:

Представеният от ЕСО ЕАД План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2017-2026 г. е разработен в срока по чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ, но е депозиран за одобрение в КЕВР на 03.05.2017 г. Планът е съгласуван от Управителния съвет на ЕСО ЕАД с Решение по Протокол № 9 от 23.03.2017 г., по т. 9. Дружеството посочва, че е публикувало Десетгодишния план за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026 г. на 31.03.2017 г. на интернет страницата на ЕСО ЕАД, в раздел Диспечериране/Развитие на ЕЕС (на адрес: [http://eso.bg/?did=93#Развитие на ЕЕС](http://eso.bg/?did=93#Развитие_на_ЕЕС)), в изпълнение на чл. 81г от ЗЕ. Следователно, публикуването е извършено в срока по чл. 112, ал. 3, изречение второ от НЛДЕ.

За доказване изпълнението на изискванията на чл. 81г, ал. 1 и ал. 2 от ЗЕ и чл. 112, ал. 2 и ал. 3 от НЛДЕ, ЕСО ЕАД е представило копие на писма до енергийни предприятия – производители, дружества, пряко присъединени към електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителни мрежи, както и браншови организации. С писмата заинтересованите лица са уведомени, че на основание чл. 81г и чл. 87, ал. 3 от ЗЕ ЕСО ЕАД разработва Десетгодишен план за развитие на електропреносната мрежа на

България, като е изискана информация за дългосрочната програма на дружествата и техните намерения за рехабилитация на съществуващите, изграждане на нови или извеждане от експлоатация на електропроизводствени агрегати до 2026 г. Представени са копия от постъпилите в ЕСО ЕАД писма от заинтересовани лица, съдържащи изисканата информация, както следва: писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1747/1 от 16.06.2016 г. от заместник-министъра на икономиката; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1739/1 от 14.06.2016 г. от Агенция за устойчиво енергийно развитие; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1748/1 от 13.06.2016 г. от „ЕРП Златни пясъци“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1750/1 от 14.06.2016 г., изпратено от „Енерго-Про Мрежи“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1741/1 от 20.06.2016 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1751/1 от 14.06.2016 г. от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1716/1 от 14.06.2016 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД; Протокол от техническа среща между специалисти от ЕСО ЕАД и „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, проведена на 20.05.2014 г.; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1717/1 от 10.06.2016 г. от „Ей и Ес-ЗС Марица Изток I“ ЕООД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1719/1 от 13.06.2016 г. от „Топлофикация Русе“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1726/1 от 08.06.2016 г. от „Топлофикация Разград“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1737/1 от 13.06.2016 г. от „Топлофикация София“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1732/1 от 08.06.2016 г. от „Топлофикация Враца“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1721/1 от 13.06.2016 г. от „Топлофикация Бургас“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1731/1 от 09.06.2016 г. от „Топлофикация Габрово“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1725/1 от 06.06.2016 г. от „Топлофикация Перник“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1729/1 от 14.06.2016 г. от „Топлофикация Плевен“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1727/1 от 13.06.2016 г. от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1722/1 от 07.06.2016 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1738/1 от 10.06.2016 г. от „Брикел“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1745/1 от 09.06.2016 г., изпратено до ЕСО ЕАД от „Неохим“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1746/1 от 08.06.2016 г. от „Лукойл Енергия и газ България“ ЕООД на „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1735/1 от 13.06.2016 г. от „Биовет“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1733/1 от 10.06.2016 г. от „Видахим“ АД и писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1736/1 от 13.06.2016 г. от Българска Фотоволтаична Асоциация.

В тази връзка ЕСО ЕАД посочва, че постъпилите писма от ползвателите на мрежата са взети предвид при изготвянето на мощностните и електроенергийните баланси, както и при планиране развитието на електропреносната мрежа за визирания десетгодишен период. Операторът твърди също, че от публикуване на проекта на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026 г. на интернет страницата на дружеството до момента на представяне на същия в КЕВР, както и до настоящия момент в ЕСО ЕАД не са получени становища, предложения и забележки.

Десетгодишният план за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2017-2026 г. е разработен съгласно чл. 81г, ал. 2, изречение първо от ЗЕ и глава втора, раздел три от Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС), като е съобразен с изискванията на Европейската организация на операторите на електропреносните системи (ENTSO-E).

Десетгодишният план за развитие съдържа основната инфраструктура за пренос на електрическа енергия, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години. Той осигурява своевременно и хармонично изграждане и въвеждане в експлоатация на нови елементи на електропреносната мрежа за икономична и сигурна работа на ЕЕС, при спазване критериите за сигурност и действащите стандарти за качество на снабдяването с електрическа енергия.

Десетгодишният план съдържа следната основна информация:

- анализ на потреблението на електрическа енергия в ЕЕС на България и прогноза за развитие на електрическите товари до 2026 г.;
- анализ на производствените мощности в ЕЕС на България, включително от възобновяеми източници (ВИ);
- прогнозни мощностни и енергийни баланси на ЕЕС;

- възможности за управление и анализ гъвкавостта на производствените мощности: базови мощности, мощности с приоритетно производство, балансиращи и резервиращи мощности, регулиращи мощности;
- изследване на потокоразпределението и нивата на напреженията в електропреносната мрежа, в съответствие с прогнозните мощностни баланси;
- развитие на електропреносната мрежа, включително изграждане на нови междусистемни електропроводи;
- нива на токовете на къси съединения на шини 400 kV, 220 kV и 110 kV на подстанциите от системно значение;
- развитие на телекомуникационната инфраструктура за осигуряване на наблюдаемостта на ЕЕС;
- оценка на необходимите инвестиции за реализация на предложения план за развитие на електропреносната мрежа.

Изграждането на нови междусистемни електропроводи е определено в съответствие с общоевропейския и регионалния десетгодишен план, който се разработва и актуализира периодично от ENTSO-E.

Графикът за развитие на електропреносната мрежа предвижда достатъчна перспектива във времето, за да могат да бъдат изпълнени всички дейности по съгласуване, проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на планираните нови съоръжения, без да се нарушава нормалната работа на ЕЕС. Десетгодишният план определя развитието на преносната електрическа мрежа на България до 2026 г., така че да се създадат необходимите технически условия за: сигурно и качествено доставяне на произведената електрическа енергия до всички възли на електропреносната мрежа; устойчива работа и развитие на производствените мощности в страната и жизненост на пазара на електрическа енергия.

В Десетгодишния план е разгледана и анализирана прогнозата за развитие на потреблението на електрическата енергия и е направен анализ на производствените мощности. Почти всички сектори от индустрията са реализирали спад в дейността си, а някои отделни производства или дейности са били напълно прекратени. Анализът на потреблението на електрическа енергия от отделните предприятия е показал, че общото намаление на потреблението в индустрията е достигнало до 30% за някои месеци. Относително по-малко е намалението на потреблението на електрическа енергия в домакинствата, селското стопанство и транспорта.

Приети са два основни сценария за развитие на потреблението на електрическа енергия - максимален и минимален. При максималния сценарий е заложено забавяне на мерките за енергийна ефективност, като при него към 2026 г. се очаква потреблението да достигне 40 410 GWh. При минималния сценарий е предвидено задържане на нивото на потреблението за целия период спрямо 2017 г., поради по-интензивно прилагане на мерки за енергийна ефективност, като през 2026 г. брутното потребление на електрическа енергия се очаква да достигне 38 130 GWh.

Анализът на производствените мощности е съобразен с изразените от производствените дружества инвестиционни намерения и с Програмата за прилагане на Директива 2001/80/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 октомври 2001 година за ограничаване на емисиите на определени замърсители във въздуха, изпускани от големи горивни инсталации, приета с Решение № 216 на Министерски съвет от 04.04.2003 г., представляваща Приложение към Договора за присъединяване на Република България към Европейския съюз (ЕС). Проектът за изграждане на 7-ми реактор на площадката на АЕЦ „Козлодуй“, при най-оптимистичната прогноза, се очаква да влезе в редовна експлоатация след 2026 г., поради дългите съгласувателни процедури, които тепърва предстоят. Това се подкрепя и от прогнозата на Европейската комисия (ЕК) до 2050 г., в която допълнителна ядрена мощност в България се предвижда едва след 2035 г. Тенденцията за внедряване на ВИ и след 2020 г. в рамките на ЕС се запазва, макар и при по-умерени темпове на развитие и икономически обосновани схеми за изкупуване на електрическата енергия.

Във връзка с гореизложеното е изготвен единствен сценарий, за който са взети следните основни предпоставки:

- Предвидено е удължаване експлоатацията на блокове 5 и 6 в АЕЦ „Козлодуй“;
- Изграждане на договорените за присъединяване мощности по §18 от Закона за изменение и допълнение на Закона за енергията от възобновяеми източници, както и изграждане на заявените когенериращи мощности с приоритетно изкупуване на електрическа енергия;
- Изграждане на икономически ефективни малки ВИ по чл. 24 от ЗЕВИ;
- Изграждане на икономически ефективни ВИ по чл. 25 от ЗЕВИ, но извън обхвата на чл. 24 от същия закон, които са способни да се конкурират за доставки на електрическа енергия на свободния пазар.

Необходимо е значително развитие на електроенергийния пазар в страната, чрез въвеждане на пазар в рамките на деня, както и чрез интегрирането на регионално ниво. По този начин, когато предлагането на електрическа енергия в страната надвишава значително търсенето, различните видове сегменти на регионалния пазар ще дадат допълнителна възможност за реализиране на сделки за доставка на електрическа енергия, с цел минимизиране на разходите и/или увеличаване на печалбите.

Към края на 2016 г. въведените в експлоатация ВИ са, както следва: ВЕЦ (без помпи) – 2 337 MW, ВяЕЦ – 701 MW, ФЕЦ – 1 041 MW, биомаса и биогаз – 66 MW. След допитване до инвеститорите във ВИ със сключени договори за присъединяване към електропреносната мрежа, ЕСО ЕАД предвижда увеличение общо за периода 2017-2026 г. като за ВяЕЦ увеличението е с 545 MW, за ФЕЦ - с 495 MW, за ВЕЦ - с 29 MW, за БиоЕЦ - с 50 MW, или общо предвидени ВИ за присъединяване - 1 119 MW.

В плана е предвидено през 2017-2018 г. да се извърши реконструкция на генератори 9 и 10 в АЕЦ „Козлодуй“, в следствие на която, максималната работна активна мощност на всеки блок ще достигне 1 100 MW. За развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2026 г., определящи се явяват мощностните и електроенергийните баланси при максималния вариант на прогнозата за развитие на потреблението на електрическа енергия. За периода 2017-2026 г. са планирани за изграждане общо 1 506 MW нови мощности, от които 1 119 MW ВИ (с изрядни договори, по чл. 24 от ЗЕВИ).

Прогнозираните брутни баланси при максимални и екстремални зимни товари и максимални летни товари отразяват намеренията на производителите за извеждане на блокове от експлоатация, мощностите ангажирани за нормативно изискуемите резерви и вероятната аварийност в кондензационните централи. На база на статистическа информация от ВИ, са определени и вероятностната аварийност и планираните престои при конвенционалните централи. Размерът на отделните видове резервни мощности е определен, както следва:

- Резерв за първично регулиране – съгласно чл. 97, ал. 4, т. 1 от ПУЕЕС;
- Резерв за вторично регулиране – съгласно чл. 98, ал. 4 от ПУЕЕС;
- Бърз третичен резерв – съгласно чл. 106, ал. 2 от ПУЕЕС;
- Бавен третичен резерв – съгласно утвърдения му размер през последните три години по реда на чл. 81 от ПУЕЕС.

При изготвяне на прогнозния електроенергиен баланс е отчетена средногодишната използваемост на отделните типове централи.

Поради наличието на достатъчно производствени мощности до 2026 г., според прогнозите изготвени от ЕСО ЕАД, не се очакват затруднения в снабдяването с електрическа енергия при нормални метеорологични условия и при нормална аварийност, което се дължи основно на ръста на ВИ. Екстремалните зимни условия предполагат активиране на бавен третичен резерв и/или внос на електрическа енергия, и в този случай евентуален износ е невъзможен. Още по-утежнена е ситуацията при кумулативното наличие на продължителни екстремални зимни условия, изчерпан първичен енергиен ресурс и завишена аварийност при електропроизводствените мощности, каквато бе ситуацията през януари 2017 г. В такива случаи е необходимо да се търсят възможностите

на промишлени потребители да изменят профила на натоварването си в денонощен разрез и/или да ограничават част от потреблението си в пиковите часове. Това може да се осъществи както чрез механизмите на пазара на електрическа енергия в текущия ден, така и чрез механизма на балансиращия пазар.

През летния сезон има значителна остатъчна разполагаемост за производство, но реализацията на износ е в пряка зависимост от производството на ВИ. В тази връзка, реализацията на тази остатъчна разполагаемост за производство като износ може да се осъществи при наличието на добри прогнози за почасовото производство на електрическа енергия от ВИ и прилагането на експертни икономически стратегии при участие на местните производители на регионалните електроенергийни пазари. В противен случай, не само няма да се реализира възможния износ, но при по-конкурентно участие на чужди пазарни участници, може да се реализира и внос, който би усложнил управлението на баланса между производство и потребление в рамките на страната. Освен технически проблем, това би създавало и финансови проблеми за местните кондензационни централи от нереализирана разполагаемост за производство.

При анализа на възможностите за управление и анализ на гъвкавостта на производствените мощности подробно са разгледани базовите, балансиращи и резервиращи, регулиращите, както и мощностите с приоритетно производство. В процеса на диспечирание се дава приоритет на тези централи, които произвеждат електрическа енергия от ВИ, при запазване на сигурна експлоатация на ЕЕС. Централите, предоставящи допълнителни услуги гарантират сигурността при работа на ЕЕС и сигурността при енергийните доставки, регламентирани в Директиви 2009/72/ЕО и 2005/89/ЕО. На практика тези централи са решаващи за надеждността на ЕЕС и гарантират нормалното функциониране на пазара.

Към мощностите с приоритетно производство се числят централите за високоефективно комбинирано производство на електроенергия и топлоенергия (когенерации), както и електрическите централи за производство на електрическа енергия от ВИ. Делът на всички тези мощности нараства, което затруднява регулирането на честотата и обменните мощности. Непостоянството на първичния енергиен ресурс на ВИ води до проблеми с поддържане баланса между производство и потребление. Според ЕСО ЕАД това налага при планирането на мощностните баланси да се обърне внимание на балансиращите и регулиращите мощности. В случай че към 2026 г. проектираните ВяЕЦ и ФЕЦ са нерегулируеми при обща инсталирана мощност над 2 500 MW, балансиращата способност (гъвкавостта) на ЕЕС ще бъде намалена. С цел да се гарантира достатъчно и гъвкаво развитие на производствените мощности ЕСО ЕАД предлага да се предприемат допълнителни мерки, като изграждане на заместващи газови и/или газопарови мощности, като е необходима икономическа оценка, при отчитане на себестойността на газа, повишаването на регулиращите възможности на ПАВЕЦ „Чаира“ чрез завършване изграждането на язовир „Яденица“, участието на промишлени потребители като доставчици на третичен резерв чрез механизма на пазара на балансираща енергия.

От направения от ЕСО ЕАД анализ на разполагаемите резерви за вторично и третично регулиране за 2016 г. може да се направи заключение, че на годишна, месечна, дневна и часова база в ЕЕС има необходимото количество резерв за регулиране в положителна посока (резерв „Нагоре“). Това се дължи на повишеното количество електрическа енергия от ВИ, участващи в баланса на системата и съответно намаляването на работната мощност на конвенционалните централи, водещо до увеличаване на диапазона за предоставяне на допълнителни услуги. Реализираните резерви в отрицателна посока (резерви за регулиране „Надолу“) през нощните часове на база на средночасовите стойности, реализирани през 2016 г. се дължат на повишеното използване на помпи за регулиране на товара. Разглеждането на реализираните резерви през почивните и празнични дни в ЕЕС на България за 2016 г. показва пълното изчерпване на регулиращия резерв в отрицателна посока (резерв „Надолу“).

От гледна точка на изискванията за регулиране на честотата и обменните мощности на ЕЕС на България в електроенергийното обединение на ENTSO-E, възможностите на ЕЕС на България да присъединява нови ВЯЕЦ и ФЕЦ е ограничена и се определя от наличните към момента регулиращи мощности и разполагаемия диапазон за регулиране.

Принципите, от които ЕСО ЕАД се ръководи при планиране развитието на електропреносната мрежа пряко произтичат от целите на енергийната политика на ЕС, а именно: сигурност при снабдяване с електрическа енергия на потребителите при нормални и ремонтни схеми; интеграция на вътрешния и външния пазар на електрическа енергия; намаляване на вредните въздействия върху околната среда чрез развитие на ВИ сектора и повишаване на ефективността при преноса на електрическа енергия.

Електропреносната мрежа на България е част от обединената преносна мрежа на страните от континентална Европа и нейното развитие е тясно свързано с развитието на мрежите на съседните страни. В тази връзка при изготвяне на представения в КЕВР десетгодишен план, освен решаване на техническите проблеми по електропреносната мрежа, са взети предвид и резултатите от пазарните и мрежовите изчисления, извършени в работната група „Югоизточна Европа“ към ENTSO-e, при изготвяне на регионалния инвестиционен план за 2015 г. В групата са представени системните оператори на страните от Балканския полуостров, както и Унгария, Италия и Кипър.

За сигурно функциониране на електропреносната мрежа, осигуряване на надеждност на електропренасянето и устойчивост на генериращите източници, в мрежа 400kV на България е необходимо да се изградят следните нови електропроводи:

- п/ст „Марица изток“ - п/ст „Неа Санта“ (Гърция);
- п/ст „Пловдив“ - п/ст „Марица изток“;
- п/ст „Марица изток“ - ОРУ ТЕЦ МИЗ;
- п/ст „Марица изток“ - п/ст „Бургас“;
- п/ст „Бургас“ - п/ст „Варна“.

ЕСО ЕАД е възприело концепцията да не се развива преносната мрежа 220 kV, с изключение изграждането на второ захранване на района на гр. Русе, а да се развият мрежите 400 kV и 110 kV. Развитие на мрежа 110 kV има преобладаващо локално значение и се обуславя от: подобряване сигурността на пренасяне на електрическата енергия, произведена от ВИ; присъединяване на конвенционални централи с мощност до 200 MW; присъединяване на клиенти със значителна консумация; подобряване сигурността на захранване на отделни райони при планови и аварийни ремонти в мрежи 400 kV и 220 kV и подобряване обмена на електрическа енергия с електроразпределителните мрежи.

Натоварването на преносната мрежа се изследва чрез разработване на изчислителни модели на ЕЕС на България за възможните гранични режими на работа. Изчислителните модели включват и електропреносните мрежи на останалите държави от ENTSO-E (основно ЕЕС от Югоизточна Европа), които оказват влияние на потокоразпределението в ЕЕС на България. Разработени са три режима за изчисление на потокоразпределение:

- Максимален зимен режим – очакван абсолютен максимален (екстремален) товар на ЕЕС. Режимът е изходен за определяне на очакваното максимално натоварване на електрическата мрежа при нормална и ремонтни схеми;

- Среден зимен режим – очакван максимален товар на ЕЕС за среден работен ден. Режимът е изходен за определяне на икономичната работа на ЕЕС през планирания период от гледна точка загубите на мощност в мрежата. При този режим се оптимизират загубите в ЕЕС и се определят коефициентите на трансформация на системните трансформатори и автотрансформатори;

- Минимален режим – очакван минимален товар на ЕЕС за среден работен ден. Режимът е граничен за изчисляване на максималните напрежения в електрическата мрежа за планирания период и проверка на достатъчността на средствата за регулиране на напрежението. При този режим се прави проверка за овладяване повишаването на напреженията във възлите на ЕЕС.

Оценката на натоварването на електропроводите е извършена спрямо допустим ток за съответното сечение на проводниците. Граничните стойности на нивата на напрежение в електрическата мрежа са взети съгласно Българския държавен стандарт (БДС) и съгласно чл. 21, т. 1 на ПУЕЕС. Изчислението на натоварването на трансформаторите е извършено спрямо номиналната им мощност.

Съгласно чл. 13 от „ПУЕЕС”, от ЕСО ЕАД е направена проверка за изпълнението на критерия „n-1” за всяка от изследваните схеми. При анализ на потокоразпределението в електрическата мрежа при максимален зимен режим се отчитат загуби от пренос и трансформация в ЕЕС около 185 MW, без да са включени загубите в подстанциите 110kV/Ср.Н, при собствени нужди на централите в размер на 498 MW. Преносната електрическа мрежа 400 kV и 220 kV отговаря на критерия за сигурност „n-1”, т.е. изключването на който и да елемент от нея, не води до технически недопустим режим на работа. Резултатите от потокоразпределението при съществуващата конфигурация на електропреносната мрежа за максимален зимен режим показват, че при нормална схема на работа, електропреносната мрежа на България като цяло е в техническо състояние да осъществи преноса на планираните количества електрическа енергия, както за задоволяване на потребностите на ползвателите в страната, така и за обмен на електрическа енергия със съседни държави в рамките на изчислените преносни капацитети.

Анализирани са нивата на токовете на къси съединения в максимален режим на работа на ЕЕС за началото и края на периода на плана, описани са развитието на оптичната мрежа и автоматичната система за диспечерско управление, които са необходими за нормалната работа на ЕЕС, както и необходимостта от модернизация на обекти с постоянен дежурен персонал.

Десетгодишният план предвижда конкретни инвестиции, които следва да бъдат извършени за всяка година от периода 2016-2025 г. Във връзка с изискванията на чл. 81г, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, в Плана за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2016-2025 г., ЕСО ЕАД е определило следните ключови проекти за **2017 г., 2018 г. и 2019 г.:**

1. Основни обекти от електропреносната мрежа, които трябва да бъдат реконструирани или построени нови до 2026 г., за изпълнение на критериите за сигурност на ЕЕС.

1.1. Обекти от електропреносната мрежа за 2017 г.:

– *Район София град:* реконструкция с АСО400 на ЕП 110 kV „Бучино” между ТЕЦ „Република” - п/ст „Банкя” и реконструкция на ЕП 110 kV „Панорама” (п/ст „Княжево” - п/ст „Перун”), със стълбове за две тройки, като на първо време се изтегля едната тройка с проводници АСО 400;

– *Район София-област:* п/ст „Марек” - разширение и реконструкция на ОРУ 110 kV; ОРУ 110 kV на ТЕЦ „Бобов дол” - изграждане на ново поле за ЕП „Баланово” и реконструкция на ЕП 110 kV „Фенер” от п/ст „Марек” до ВЕЦ „Рила” като двоен, на нови стълбове за две тройки проводници АСО 400, като на първо време се изтегля едната тройка;

– *Район Монтана:* изграждане второ захранване 110 kV на п/ст „Оряхово” от ОРУ на АЕЦ „Козлодуй”, с използване на участъци от ЕП „Дунав” и ЕП „Неутрон”;

– *Район Варна:* ОРУ ТЕЦ „Варна” - доставка и монтаж на една кондензаторна батерия, директно присъединена към шини 110 kV;

– *Район Бургас:* п/ст „Бургас” - изграждане на ново поле за ЕП 110 kV „Свобода”

– *Район Стара Загора:* п/ст „Траяна” - ново поле за връзка 110 kV към п/ст „Стара Загора” и изграждане на нов кабел или ЕП 110 kV „Кипарис” (п/ст „Траяна” - п/ст „Стара Загора”)

– *Район Хасково:* реконструкция на ЕП 110 kV „Арда” между п/ст „Арпезос” и п/ст „Д. Канев” като двоен с ОРGW, на нови стълбове за две тройки проводници АСО 400, като на първо време се изтегля едната тройка;

– *Район Пловдив*: п/ст „Пясъчник” - реконструкция на ОРУ 110 kV; п/ст „Пещера” - изграждане ново поле 110 kV и удължаване шинна система; изграждане на нов ЕП 110 kV „Терес” : п/ст „Чернозем” - п/ст „Пясъчник”; реконструкция на ЕП 110 kV „Преспа” с проводник АСО 400 и OPGW (п/ст „Сев. Родопи” - п/ст „Смолян”) и реконструкция на ЕП 110 kV „Чая” с проводник АСО 400 и OPGW (п/ст „Асеновград” - п/ст „Сев. Родопи”).

1.2. Обекти от електропреносната мрежа за 2018 г.:

– *Район Варна*: п/ст „Добруджа” - реконструкция на ЗРУ 31,5 kV;

– *Район Бургас*: п/ст „Карнобат” - реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна на електромеханични защиты;

– *Район Пловдив*: реконструкция на ЕП 110 kV „Болгар” с АСО 400, п/ст „Карлово 1” - п/ст „Карлово 2”.

1.3. Обекти от електропреносната мрежа за 2019 г.

– *Район София град*: п/ст „Курило” - реконструкция на ОРУ 110 kV и изграждане на две нови изводни полета за връзките с п/ст „Металургична”; п/ст „Металургична”, ОРУ 110 kV - две нови изводни полета за връзките с п/ст „Курило” и изграждане на нов двоен ЕП 110 kV с проводници АСО 400 между п/ст „Металургична” и п/ст „Курило”;

– *Район София-област*: реконструкция на ЕП 110 kV „Илинден” от п/ст „Джумая” до ВЕЦ „Рила” като двоен, на нови стълбове за две тройки проводници АСО 400, като на първо време се изтегля едната тройка;

– *Район Благоевград*: п/ст „Джумая” - реконструкция на ОРУ 110 kV;

– *Район Монтана*: изграждане на нов ЕП от ст.№ 94 на ЕП 110 kV „Магура” до п/ст „Бонония” за отделяне на ЕП „Видбол” и „Магура” на отделни стълбовни линии;

– *Район Варна*: п/ст „Добруджа” - доставка и монтаж на реактор 50MVA_r; ОРУ ТЕЦ „Варна” - реконструкция на ОРУ 220 и 110kV, монтаж на АТ2, 220/110 kV и изграждане на пожарогасене

– *Район Стара Загора*: п/ст „Марица Изток” - монтаж на 2xШР 50 MVA_r, свързани към АТ401 (400/220kV); „Марица изток 3” - изграждане на първа колона и изграждане на изводно поле в ОРУ 400 kV за нов ЕП 400 kV до п/ст „Марица изток”;

– *Район Хасково*: п/ст „Ардино” - реконструкция на ОРУ 110 kV.

2. Реконструкция на съществуващи обекти и изграждането на нови до 2026 г., съгласно инвестиционната програма на ЕСО ЕАД.

2.1. Обекти от електропреносната мрежа за 2017 г.:

- *Електропроводни*: реконструкция на ЕП 110 kV „Руда” с АСО 400 (ст.4 – „Бухово”); реконструкция на ЕП 110 kV „Божур” с АСО 400 и OPGW („Симитли – Разлог”); реконструкция на ЕП 110 kV „Бохот” („Русалия - Горна Оряховица”); реконструкция на ЕП 110 kV „Граничар” („Елхово” - ст.218); реконструкция на ЕП 110 kV „Калитиново” („Нова Загора - ТП - К. Ганчев”); реконструкция на ЕП 110 kV „Аспарухов вал” („АЕЦ Козлодуй – Вълчедръм”); реконструкция на ЕП 110 kV „Лавров-Градина” (ст. 139 – „Долни Дъбник”); изграждане на нов ЕП 110 kV за присъединяване на п/ст „Обзор” към ЕП „Емона” и изграждане на нов ЕП 110 kV за присъединяване на п/ст „Поморие” към ЕП „Ахелой”

– *Изграждане на оптична мрежа*: монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV „Рачо”; монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV „Жерково”; монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV „Дон – Скобелев”; монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV „Космос”; развитие на оптичната мрежа към районите на Видин и Добрич и монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV „Кубратово” 8.2 км

– *Подстанции*: п/ст „Х. Димитър” - изграждане на нови СН; п/ст „Красно село” - изграждане на нови СН; п/ст „Банкя” - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „Бухово” - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „Златица” - монтаж на разединители за превключване на еднофазни трансформатори 400/110 kV; п/ст „Златица” - реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна на електромеханични релейни защиты; ТЕЦ „Република” - реконструкция ОРУ 110 kV; п/ст „Елин Пелин” - въвеждане на релейни защиты; п/ст „Казичене” - подмяна на

релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Банско“ - подмяна на силов трансформатор 25MVA с 40/50MVA; п/ст „Бяла Слатина“ - секционирание на шинна система с 2 разединителя в ОРУ 110 kV; п/ст „Лом“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Плевен 1“ ЗРУ 20 kV - изграждане на системи за управление, СОТ, видео наблюдение и пожароизвестяване и ъпгрейд на РЗ; п/ст „Сторгозия“ - изграждане на системи за периметрова охрана, видео наблюдение и пожароизвестяване и ъпгрейд на РЗ; п/ст „Плевен 2“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „Царевец“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Добруджа“ - изграждане пожарогасителна инсталация; п/ст „Добруджа“ - реконструкция на ОРУ 110 kV; п/ст „Варна запад“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; опорен пункт „Север“ - проектиране и изграждане на СОТ, видеонаблюдение и пожароизвестяване (п/ст „Варна Север“, п/ст „Варна запад“ и п/ст „Зл. Пясъци“); п/ст „Варна“ - подмяна на релейни защиты 400 kV; п/ст „Бургас“ - реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна на защиты; п/ст „Хелиос“ - подмяна силов трансформатор 25 MVA с 40/50 MVA; п/ст „Тенево“ - въвеждане на релейни защиты; п/ст „Марица изток“ - изграждане на пожарогасене за АТ 401, АТ 201 и АТ 202; п/ст „Самара“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „Казанлък“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „Загорка“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; опорен пункт Стара Загора - изграждане на периметрова охрана, видеонаблюдение, пожароизвестяване за п/ст „Казанлък“, п/ст „К.Ганчев“ и п/ст „Самара“; ОРУ „Марица изток 3“ - изграждане на система за управление в ОРУ 220 kV; ОРУ на ТЕЦ „Марица изток 2“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „ТЕЦ МИ2“ - ОРУ 400 kV - подмяна на релейни защиты 400 kV; п/ст „Пловдив 2“ ЗРУ 20 kV - ъпгрейд на релейни защиты Ср.Н; п/ст „Лаута“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „Филипово“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „Раковски“ - подмяна силов трансформатор 25 MVA с 40/50 MVA - 2 бр.; п/ст „Филипово“ - реконструкция на ОРУ 110 kV; ОРУ ТЕЦ „Пловдив“ - реконструкция на ОРУ 110 kV и п/ст „Ветрен“ - подмяна на релейни защиты 400 kV;

– *Модернизация и разширение на АСДУ:* изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст „Бухово“, п/ст „Плевен 2“, п/ст „Варна Запад“, п/ст „Загорка“, п/ст „Лаута“ и п/ст „Филипово“;

– *АСДУ-SCADA/EMS:* доставка, монтаж и въвеждане в експлоатация на Диспечерска Тренажорна Система (съфинансиране от ЕБВР, грант 055А) и модернизация на 5 броя дисплейни стени за ЦДУ и ТДУ.

2.2. Обекти от електропреносната мрежа за 2018 г.:

– *Електропроводи:* реконструкция на ЕП 110 kV „Игнатиев“ („ТЕЦ Пловдив – Чернозем“) и реконструкция на ЕП 110 kV „Тунджа“;

– *Изграждане на оптична мрежа:* монтаж на ОРGW на ВЛ 110 kV „Кристал“ 6.7 км, ВЛ 110 kV „Радецки“ 25.7км, ВЛ 110 kV „Липа“ 8.2 км, ВЛ 110 kV „Доганово“ 12.2 км и ВЛ 110 kV „Дъбрава“ 14.6 кмV; изграждане на оптична свързаност между п/ст „Металургична“ и п/ст „Бухово“ по ЕП 400 kV „Ботунец“ и ЕП 110 kV „Руда“, както и монтаж на ОРGW на ВЛ 110 kV „Бетон“ 2,5 км;

– *Подстанции:* п/ст „Връбница“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „София запад“ - подмяна на релейни защиты 400 kV; п/ст „Калище“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Бойчиновци“ - реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна на електромеханични релейни защиты; п/ст „Тетевен“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Троян 2“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Златна Панега“ - подмяна на електромеханични релейни

защити в ОРУ 110 kV; п/ст „Мадара“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Марица изток“ - реконструкция на ОРУ 110 kV; п/ст „Зора“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „Стара Загора“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Димитровград“ - изграждане токоограничаващи реактори страна 6 kV на Трафо 1 и Трафо 2“; п/ст „Узунджово“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Христо Ботев“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „Карлово 2“ - въвеждане на релейни защиты и п/ст „Сопот“ - реконструкция на ОРУ 110 kV;

– *Модернизация и разширение на АСДУ:* изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст „Връбница“, п/ст „Плевен изток“, п/ст „Зора“ и п/ст „Хр. Ботев“

– *АСДУ-SCADA/EMS:* доставка, монтаж и въвеждане в експлоатация на системи за наблюдение, контрол и управление (SCADA) на четири опорни пункта за управление на подстанции; модернизация на системите за наблюдение, контрол и управление (SCADA/EMS) на ТДУ Запад, ТДУ Изток, ТДУ Север и ТДУ Юг.

2.3. Обекти от електропреносната мрежа за 2019 г.:

– *Изграждане на оптична мрежа:* монтаж на OPGW на: ВЛ 110 kV „Буря-Чардафон“ 7.1 км, ВЛ 110 kV „Ариана“ 2.1 км. по присъединителен договор, ВЛ 110 kV „Горубляне“ 2.5 км. по присъединителен договор, ВЛ 110 kV „Малага“ и ВЛ 110 kV „Безово“;

– *Подстанции:* п/ст „Искър-Индустрия“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „Костенец“ - въвеждане на релейни защиты; п/ст „Плевен изток“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „Долни Дъбник“ - реконструкция на ОРУ 110 kV; п/ст „Балкан“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Търговище 1“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Хоризонт“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Железник“-вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „Чудомир“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Сливен индустрия“ - въвеждане на релейни защиты; п/ст „Димитър Канев“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Христо Смирненски“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление; п/ст „Пловдив“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV; п/ст „Панагюрище“ - въвеждане на релейни защиты и п/ст „Сопот“ - въвеждане на релейни защиты;

– *Модернизация и разширение на АСДУ:* изграждане на системи за дистанционно управление на обекти: п/ст „Искър индустрия“, п/ст „Железник“ и п/ст „Христо Смирненски“ (п/ст „Пълдин“).

По отношение на отчета за неизвършени инвестиции по проекти с взето инвестиционно решение, които е следвало да бъдат завършени до края на 2016 г., е установено:

В представения от ЕСО ЕАД отчет за неизвършените инвестиции дружеството е посочило обектите, за които не са изпълнени в срок, както и обосновка за прехвърлянето им за 2017 г., както следва:

1. Реконструкция на ВЛ 110 kV Панорама - в Десетгодишния план за периода 2015-2024 г. обектът е бил предвиден за изпълнение през 2016 г. Отлагането на обекта е продиктувано от възникнали проблеми със съгласуване на работния проект и получаване на разрешение за строеж. През 2016 г. е възложена преработка на работния проект с цел да бъде улеснено съгласуването му. Реконструкцията на ВЛ 110 kV Панорама е включена в Плана за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2017-2026 г. Към момента е обявена обществена поръчка (ОП) за избор на изпълнител на строителството.

2. Реконструкция на ВЛ 110 kV Божур - в Десетгодишния план за периода 2015-2024 г. обектът е бил предвиден за изпълнение през 2016 г. Дружеството посочва, че ремонтът на електропровода е започнал през 2016 г., но с настъпването на зимния сезон строително-монтажните работи са преустановени и обектът е замразен. Предвижда се обектът да бъде завършен през 2017 г.

3. Изграждане на нова ВЛ 110 kV за второ захранване на п/ст Оряхово - в Десетгодишния план за периода 2015-2024 г. обектът е бил предвиден за изпълнение през 2016 г. Изпълнението на обекта е забавено поради проблеми, свързани с уреждането вещните права върху новите стъпки. Към момента има избрани изпълнител за извършване на строително-монтажните работи и консултант по чл. 166 от Закона за устройство на територията (ЗУТ).

4. Реконструкция на ВЛ 110 kV Бучино - в Десетгодишния план за периода 2015-2024 г. обектът е бил предвиден за изпълнение през 2016 г. Ремонтът на електропровода е започнал през 2016 г., но с настъпването на зимния сезон строително-монтажните работи са преустановени и обектът е замразен. Предвижда се обектът да бъде завършен през 2017 г.

5. П/ст „Банкя“ вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление - обектът е бил предвиден за изпълнение през 2016 г. Към момента са монтирани и въведени в експлоатация командно табло „ЦС“, командно-релейни табла (КРТ) на ВЕ 110 kV „Бучино“, „Тр-1“ и „СР“. Монтирана и въведена в експлоатация релейна защита на ВЕ 110 kV „Градоман“. Монтирани са КРТ на ЕЛ 110 kV „Градоман“ и „Тр-2“. Тъй като ВЕ 110 kV „Бучино“ е изключен за ремонт, подстанция „Банкя“ се захранва по 110 kV „Градоман“ и няма възможност за изключване. Предстои през 2017 г. да се извърши прехвърляне управлението на ВЕ 110 kV „Градоман“ и „Тр-2“ от съществуващи КТ на нови КРТ и въвеждане в експлоатация на новите релени защиты.

6. П/ст „ТЕЦ Бобов дол“ - изграждане ново поле 110 kV за ВЛ Баланово - обектът е бил предвиден за изпълнение през 2016 г. Строителството е завършено през 2016 г., но поради забавяне при доставката на нови токови трансформатори 110 kV, е приключен в началото на 2017 г.

7. П/ст „Марек“ - реконструкция на ОРУ 110 kV - обектът е бил предвиден за изпълнение през 2016 г. Първата процедура за избор на изпълнител е прекратена. След повторно проведена обществена поръчка през октомври 2016 г. е сключен договор със срок на изпълнение 210 календарни дни. Предвидено е обектът да бъде завършен през 2017 г.

8. П/ст „Койнаре“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV - обектът е бил предвиден за изпълнение през 2016 г. Защитите са подменени, като през 2017 г. е предвиден ремонт на релейните табла, вторична комутация и контролни кабели.

9. П/ст „Добруджа“ - Реконструкция на ОРУ 110 kV - всички строително-монтажни работи, свързани с реконструкцията на ОРУ 110 kV и подмяната на съоръжения, са завършени. През 2017 г. предстои изпълнението на вертикална планировка и пътища, които се явяват дейности, непредвидени в обема на поръчката.

10. П/ст „Добруджа“ - изграждане пожарогасителна инсталация - обектът е бил предвиден за изпълнение през 2016 г. Проведена е обществена поръчка и е сключен договор през ноември 2015 г. Поради забавяне при изготвяне и съгласуване на работния проект с цел получаване на разрешение за строеж, се предвижда обектът да бъде завършен през 2017 г.

- П/ст „Девня 1“ - реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна релейни защиты - обектът е бил предвиден за изпълнение през 2016 г., като има изготвен и работен проект. Настъпили са промени в региона, а именно: спирането на блоковете на ТЕЦ „Варна“; предстоящото въвеждане в експлоатация на ново ОРУ 110 kV на ТЕЦ „Девин“; незадоволителното състояние на п/ст „Полимери“. В тази връзка и с цел прекратяване преноса на електрическа енергия през шини 110 kV на подстанции чужда собственост, през 2016 г. е взето решение при реконструкцията на подстанцията вместо първоначално

предвидената „единична секционирана“ шинна система да се изпълни „двойна шинна система със шиносъединител“, като се предвидят нови съоръжения и апаратура за първична и вторична комутация и се преработи изготвеният работен проект.

11. П/ст „Плевен 1“ ЗРУ 20 kV - изграждане на системи за управление, СОТ, видео наблюдение и пожароизвестяване и ъпгрейд на РЗ.

12. П/ст „Сторгозия“ - изграждане на системи за периметрова охрана, видео наблюдение и пожароизвестяване и ъпгрейд на РЗ.

13. П/ст „Пловдив 2“ ЗРУ 20 kV-ъпгрейд на релейни защиты Ср.Н.

14. П/ст „Самара“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление.

15. П/ст „Казанлък“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление.

По гореизброените пет обекта дружеството посочва, че след двукратно проведени и прекратени обществени поръчки за избор на изпълнител за обновяване на съществуващи цифрови устройства (релейни защиты, локални контролери, устройства за сигнализация), произведени в периода 2006-2008 г. и с цел по-надеждна работа на обектите без постоянен дежурен персонал, е взето решение при изграждането на дистанционно управление на подстанции да се монтират нови цифрови устройства, чиято доставка е договорно осигурена.

16. П/ст „Филипово“ - реконструкция на ОРУ 110 kV.

17. П/ст „ТЕЦ Пловдив“ - реконструкция ОРУ 110 KV.

ЕСО ЕАД посочва, че тези два обекта са били предвидени за изпълнение през 2016 г., но поради забавяне при доставката на токови и комбинирани измервателни трансформатори, доставени в края на 2016 г., обектите ще бъдат завършени до 30.06.2017 г.

18. Модернизация на 5 бр. дисплейни стени в ЦДУ и ТДУ - през 2016 г. процедурата за дисплейни стени е приключила с избор на изпълнител съгласно Решение № 1024 от 13.06.2016 г., което е обжалвано пред Комисия за защита на конкуренцията (КЗК), а след това и пред Върховния административен съд (ВАС). След приключване на съдебното производство в полза на ЕСО ЕАД е сключен Договор № 4 ЦДУ от 02.02.2017 г., който е в процес на изпълнение.

19. Монтаж на OPGW на BE 110 kV „Жерково“ - през 2016 г. е сключен договор, по който е завършено проектиране и доставка на материали до края на 2016 г. Монтажът не е завършен поради невъзможност за осигуряване на изключване и обезопасяване на BE 20 kV, собственост на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и във връзка с понижените температури, както и невъзможността за полагането на този тип проводник при температури под 10⁰C, като работата е прекъсната с Акт образец 10 от 28.11.2016 г. Обектът е въведен в експлоатация през пролетта на 2017 г.

20. Монтаж на OPGW на BE 110 kV „Дон – Скобелев“ - през 2016 г. е сключен договор, по който е завършено проектиране и доставка на материали до края на 2016 г. Монтажът не е завършен поради невъзможност за осигуряване на изключване и обезопасяване на BE 20 kV, собственост на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и във връзка с понижените температури, и невъзможността за полагането на този тип проводник при температури под 10⁰C, като работата е прекъсната с Акт образец 10 от 12.12.2016 г. Обектът е въведен в експлоатация през пролетта на 2017 г.

21. Монтаж на OPGW на BE 110 kV „Космос“ - през 2016 г. е сключен договор, по който е завършено проектиране и доставка на материали до края на 2016 г. Монтажът не е завършен поради невъзможност за осигуряване на изключване и обезопасяване на BE 20 kV, собственост на „Електроразпределение Юг“ ЕАД и предвид предстоящите коледни празници, като работата е прекъсната с Акт образец 10 от 21.12.2016 г. Обектът е въведен в експлоатация през пролетта на 2017 г.

22. Монтаж на OPGW на BE 110 kV „Рачо“ - през 2016 г. е сключен договор, по който е завършено проектиране и доставка на материали до края на 2016 г. Монтажът не е завършен поради понижените температури и невъзможността за полагането на този тип

проводник при температури по ниска от 10⁰С, и отказ от „Електроразпределение Юг“ ЕАД за съгласуване изпълнението на строително-монтажните работи (ВЕ „Рачо“ пред п/ст „Хидравлика“ е на обща стълбовна линия с ВЕ „Освобождение“, поради което при монтажа на ОРGW в този участък е необходимо захранване на п/ст Хидравлика на Ср.Н, като допълнително е необходимо изключване на три от изводите Ср.Н. от п/ст „Хидравлика“ – „Зино“, „Енина“ и „Крън“). Работата е прекъсната с Акт образец 10 от 5.12.2016 г. Обектът е въведен в експлоатация през пролетта на 2017 г.

Икономически показатели:

Годишните прогнозни стойности на всички разходи за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация на обектите от електропреносната мрежа и на системите за защита и управление на ЕЕС за периода 2017-2019 г. са посочени в таблицата по-долу.

Година	2017	2018	2019
Разходи за инвестиции (хил. лв.)	114 780	120 813	128 474

В Плана за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2017-2026 г. е посочено, че изграждането на новите междусистемни електропроводи е в съответствие с общеевропейския и регионалния десетгодишен план, който се разработва и актуализира периодично от ENTSO-E. Графикът за развитие на електропреносната мрежа е предвиден с достатъчна перспектива във времето, така че да могат да бъдат изпълнени всички дейности по съгласуване, проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на планираните нови съоръжения, без да се нарушава нормалната работа на ЕЕС.

Необходимите инвестиции за развитие на електропреносната мрежа за периода 2017-2026 г. се оценяват на 1 272,3 млн. лв., от които 148,1 млн.лв. са привлечени европейски средства. Паралелно с десетгодишния план, ЕСО ЕАД е разработило и подробна „Инвестиционна програма за периода 2017 - 2026 г.“, съдържаща прогнозните стойности на всички разходи по съоръжения и дейности.

От представените одитирани годишни финансови отчети на ЕСО ЕАД за 2015 г. и 2016 г. е видно, че за 2015 г. дружеството отчита печалба е в размер на 313 449 хил. лв., а през 2016 г. - печалба в размер на 72 960 хил. лв. Преоценката на имоти, машини, съоръжения и оборудване в размер на 280 037 хил. лв. за 2015 г. е причината за голямата разлика във финансовия резултат, която дружеството отчита за 2015 г. спрямо 2016 г.

Въпреки по-големия размер на печалбата за 2015 г. спрямо 2016 г., оперативната печалба на ЕСО ЕАД за 2016 г. е 78 931 хил. лв., което е повишение с 14,64 % спрямо 2015 г., когато тя е 68 850 хил. лв.

Коефициентът на обща ликвидност на ЕСО ЕАД определя високи стойности, което е доказателство за възможността на дружеството да покрива текущите си задължения с наличните краткотрайни активи.

След анализ на одитираните годишни финансови отчети на ЕСО ЕАД за 2015 г. и 2016 г., може да се направи извод, че дружеството е в добро финансово състояние.

ЕСО ЕАД е разработило бизнес програма с прогнозни парични потоци за периода 2017-2019 г.

Въз основа на гореизложеното, ако ЕСО ЕАД спази заложените параметри в бизнес програмата си и продължи да отчита добри финансови резултати, ще разполага с достатъчно налични средства, за да изпълни инвестиционната програма в Плана за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2017-2026 г.

На основание чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ, КЕВР провежда консултации с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата относно Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа по открит и прозрачен начин, като организира обществено обсъждане на плана. На заинтересованите лица се дава срок за представяне на становища и предложения, който не може да е по-кратък от 14 дни. След обществено обсъждане с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата Комисията извършва проучване дали десетгодишният план за развитие на преносната мрежа обхваща

всички нужди от инвестиции, установени в процеса на консултации и дали той е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 14 и чл. 81г, ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 113, ал. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, чл. 43 и чл. 49 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, предлагаме Комисията да вземе следните

РЕШЕНИЯ:

- 1. Да приеме доклада на работната група;**
- 2. Да насрочи обществено обсъждане на представения от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2017 г. – 2026 г. и да оповести датата и часа на обществено обсъждане на интернет страницата на Комисията.**