



Вх. № / 2018 г.

ДО

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КЕВР

ДОКЛАД

от

дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика” и

дирекция „Правна“

Относно: План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2018-2027 г. на „Електроенергиен системен оператор” ЕАД

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило искане с вх. № Е-13-41-49 от 30.04.2018 г. от „Електроенергиен системен оператор” ЕАД (ЕСО ЕАД) за одобрение на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2018-2027 г. (Десетгодишен план за периода 2018-2027 г., Планът).

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, плановите и прогнозите по чл. 87, ал. 3 от ЗЕ, като взема предвид и инвестиционните планове 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 планове 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. 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-79 от 07.06.2018 г. на председателя на КЕВР.

С писмо с изх. № Е-13-41-49 от 06.06.2018 г. е изискано ЕСО ЕАД да представи в КЕВР следната допълнителна информация и документи: подробна инвестиционна програма за периода 2018-2021 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 31.12.2017 г. за основни обекти от електропреносната мрежа, които са реконструирани или са построени нови такива за изпълнение на критериите за сигурност на ЕЕС; отчет на извършените инвестиции до 31.12.2017 г. за извършена реконструкция на съществуващи обекти и изграждането на нови; отчет за всяка неизвършена инвестиция по проект/и с взето инвестиционно решение, която е следвало да бъде завършена до края на 2017 г., ведно с обяснение за неизпълнението и съответните данни и документи в тази връзка. От ЕСО ЕАД е изискано към отчета да бъдат описани изрично и проектите с изтекъл срок на изпълнение към края на 2017 г., които са включени за изпълнение в предложения за одобрение от КЕВР Десетгодишен план за периода 2018-2027 г.

Изисканата информация и документи са представени с писмо с вх. № № Е-13-41-49 от 19.06.2018 г.

С писмо с изх. № Е-13-41-49 от 27.08.2018 г. е изискано ЕСО ЕАД да представи в КЕВР прогнозни годишни финансови отчети за периода 2018-2020 г. и финансова обосновка относно изпълнението на представената от дружеството инвестиционна програма. Изисканата информация е постъпила с писмо с вх. № Е-13-41-49 от 31.08.2018 г.

След проучване на представения План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2018-2027 г. е установено следното:

Представеният от ЕСО ЕАД План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2018-2027 г. е разработен и представен за одобрение в КЕВР в срока по чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ. С Решение по Протокол № 13 от 25.04.2018 г., по т. 1 предложението от изпълнителния директор на ЕСО ЕАД План е съгласуван от Управителния съвет на дружеството. ЕСО ЕАД посочва, че Десетгодишният план за периода 2018-2027 г. е оповестен на интернет страницата на ЕСО ЕАД на 19.03.2018 г. в рубриката в раздел Диспечиране/Развитие на ЕЕС (на адрес: <http://eso.bg/fileObj.php?oid=1179>). Следователно, публикуването е извършено в срока по чл. 112, ал. 3, изречение второ от НЛДЕ. ЕСО ЕАД посочва, че в едномесечния срок в дружеството е постъпило едно становище и предложение от потенциален ползвател - „АЕЦ Козлодуй-Нови мощности“ ЕАД, което е отразено в Плана.

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, във връзка с чл. 87, ал. 3 ЗЕ, ЕСО ЕАД е представило копие на писма от енергийни предприятия – производители, дружества, пряко присъединени към електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителни мрежи, както и браншови организации, както следва: писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4483/1 от 23.01.2018 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-1790 от 22.03.2018 г. от „АЕЦ Козлодуй-Нови мощности“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4480/1 от 23.01.2018 г. от „Ей И Ес 3С Марица изток“ ЕООД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-7557 от 14.12.2017 г. от „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4477/1 от 15.12.2017 г. от „КонтурГлобал Марица Изток 3“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-731 от 29.01.2018 г. от „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД;

писмо с вх. № ЦУ-ПМО-640 от 23.01.2018 г. от „ТЕЦ Варна“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4519/1 от 04.01.2018 г. от ТЕЦ „Марица 3“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4517/1 от 08.12.2017 г. от „Топлофикация Русе“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4520/1 от 19.12.2017 г. от „Национална Електрическа Компания“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4460/1 от 15.12.2017 г. от „Веолия Енерджи Варна“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4496/1 от 13.12.2017 г. от „Топлофикация Бургас“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4511/1 от 11.12.2017 г. от „ЕВН Топлофикация България“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4469/1 от 05.12.2017 г. от „Топлофикация Враца“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4513/1 от 28.11.2017 г. от „Топлофикация Перник“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4512/1 от 24.11.2017 г. от „Топлофикация Разград“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4476/1 от 17.11.2017 г. от „Топлофикация Плевен“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4515/1 от 24.11.2017 г. от „Топлофикация София“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4508/1 от 17.01.2018 г. от „Неохим“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4505/1 от 15.12.2017 г. от „Брикел“ ЕАД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4509/1 от 15.12.2017 г. от „Лукойл Нефтохим Бургас“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4510/1 от 06.12.2017 г. от „Когрийн“ ООД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4507/1 от 28.11.2017 г. от „Биовет“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4706/1 от 18.12.2017 г. от Министерство на финансите; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4494/1 от 27.11.2017 г. от Агенция за устойчиво енергийно развитие; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4498/1 от 26.01.2018 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4586/1 от 17.01.2018 г. от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-6896 от 24.11.2017 г. от „ЕНЕРГО-ПРО България“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4492/1 от 01.12.2017 г. от „Електроразпределение Златни Пясъци“ АД; писмо с вх. № ЦУ-ПМО-4491/1 от 28.12.2017 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД.

Планът за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2018-2027 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 периода 2018-2027 г. 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 2027 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.

Дружеството предвижда график за развитие на електропреносната мрежа с 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. В Плана се определя развитието на преносната електрическа мрежа на България до 2027 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 за периода 2018-2027 г. ЕСО ЕАД посочва, че 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 за брутното потребление на електрическа енергия без помпи се предвижда увеличаване на електропотреблението от 2018 г. с умерени темпове. В този сценарий е заложено забавяне в прилагането на мерки за енергийна ефективност. Към 2027 г. се очаква брутното потребление да достигне 40 510 000 MWh. При минималния сценарий е предвидено задържане на нивото на електропотреблението без помпи за целия период, поради по-интензивно прилагане на мерки за енергийна ефективност. Към 2027 г. се очаква брутното потребление на електрическа енергия да достигне 37 960 000 MWh.

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България не включва хидроенергийните комплекси по река Дунав, които са класически, но едновременно попадат в групата на възобновяемите източници (ВИ). Тяхното разглеждане изисква препроектиране в съответствие с действащите природоопазващи и икономически критерии. Поради неопределеността на този процес в План не са предвидени такива работни мощности.

С решение на Народното събрание (Обн. ДВ. бр. 28 от 6 април 2012 г.) и Решение № 250 от 29.03.2012 г. на Министерския съвет на Република България, е прекратено изграждането на ядрена централа на площадка „Белене“. Проектът с изграждане на нов ядрен енергиен блок на площадката на АЕЦ „Козлодуй“ при най-оптимистичната прогноза се очаква да влезе в редовна експлоатация след 2027 г., поради дългите съгласувателни процедури, които тепърва предстоят. Това се подкрепя и от прогнозата на Европейската комисия (ЕК) до 2050 г., в която въвеждане на допълнителна ядрена мощност в България се предвижда едва след 2035 г. Поради изложените аргументи, вариант с нова ядрена мощност ще бъде взет предвид при следващи обновявания на Десетгодишния план.

В Десетгодишния план за периода 2018-2027 г. операторът на електропреносна система посочва, че от началото на 2018 г. е направена промяна в собствеността на ТЕЦ „Варна“ ЕАД, което ще доведе до изменение на стратегическите планове за развитие на централата. Изготвянето на евентуална прогноза за участието на централата в пазара на електроенергия в България изисква подготовка на задълбочен и комплексен бизнес план, какъвто инвеститорът посочва, че предстои тепърва да бъде изготвен. По същество, наличието на ТЕЦ „Варна“ ЕАД не налага допълнителни инвестиции в електропреносната мрежа, които да бъдат отразени в настоящия план за развитието на мрежата.

Тенденцията за внедряване на ВИ и след 2020 г. в рамките на Европейския съюз (ЕС) се запазва, макар и при по-умерени темпове на развитие и икономически обосновани схеми за изкупуване на електрическата енергия.

ЕСО ЕАД не разглежда проекта „Горна Арда” в настоящия план поради замразяване от страна на инвеститорите, като посочва, че при промяна на решението на инвеститорите ще бъде включен в следващите планове за развитие на електропреносната мрежа.

При разработването на Десетгодишния план за периода 2018-2027 г. операторът предполага изготвянето на единствен сценарий, за който са взети предвид следните основни предпоставки:

- удължаване експлоатацията на блокове 5 и 6 в АЕЦ „Козлодуй” с постепенно увеличаване на максималните мощности;
- изграждане на договорените за присъединяване мощности по § 18 от ЗЕВИ, както и изграждане на заявените ко-генериращи мощности с приоритетно изкупуване на електроенергията;
- разполагаеми са блокове 4, 5 и 6 на ТЕЦ Варна ЕАД с първичен енергиен източник, природен газ;
- 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 електроенергия на свободния пазар.

Към края на 2017 г. въведените в експлоатация ВИ са, както следва: ВЕЦ (без помпи) – 2 340 MW, ВяЕЦ – 701 MW, ФЕЦ – 1 043 MW, биомаса и биогаз – 78 MW. След допитване до инвеститорите във ВИ със сключени договори за присъединяване към електропреносната мрежа, ЕСО ЕАД предвижда увеличение общо за периода 2018 – 2026 г. За ВяЕЦ увеличението е с 141 MW, за ФЕЦ – 161 MW, за ВЕЦ – 35 MW, за БиоЕЦ – 64 MW, или общо предвидени ВИ за присъединяване – 401 MW.

Предвидено е през 2018 г. да се извърши реконструкция на ядрени енергоблокове № 5 и № 6 в АЕЦ „Козлодуй“, в следствие на която максималната работна активна мощност на всеки блок ще достигне 1 050 MW. За развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2027 г., определящи се явяват мощностните и електроенергийните баланси при максималния вариант на прогнозата за развитие на потреблението на електрическа енергия. За периода 2018-2027 г. са планирани за изграждане общо 1 277 MW нови мощности, от които 401 MW ВИ.

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.

ЕСО ЕАД посочва, че поради наличието на достатъчно производствени мощности, до 2027 г. не се очакват затруднения в електроснабдяването на страната при нормални метеорологични условия и при нормална аварийност. Прогнозите са в страната ще има остатъчна разполагаемост за производство от 10 900 000 MWh до 12 100 000 MWh годишно или около 22% от разполагаемите мощности. Трябва да се има предвид, че това се дължи основно на повишаващото се производство от ВИ.

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 електропроизводство 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.

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.

ЕС е дефинирал солидна енергийна политика, състояща се от конкретни цели за държавите-членки, като съкращаване емисиите на CO₂, по-нататъшно разгръщане на ВИ и повишаване на енергийната ефективност. Тези цели могат да бъдат постигнати чрез по-интегриран енергиен пазар, предоставящ на държавите-членки достъп до конкурентни, сигурни и устойчиви източници на енергия.

По отношение на проектите от общ интерес съгласно Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 година относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура следва да се има предвид, че един от дванадесетте стратегически приоритетни коридора за трансевропейска енергийна инфраструктура, които трябва да бъдат изградени до 2020 г., е приоритетният коридор „Връзки север-юг между електроенергийните мрежи в Централна източна и Югоизточна Европа (NSI East Electricity)“, включващ връзки и вътрешни линии по направленията север-юг и изток-запад за доизграждане на вътрешния пазар и интегриране на електропроизводството от ВИ.

Групата проекти от общ интерес от клъстер 3.7, която е част от приоритетен коридор 3 „Връзки север-юг между електроенергийните мрежи в Централна източна и Югоизточна Европа (NSI East Electricity)“ включва:

- 3.7.1. Междусистемна връзка между „Марица Изток 1“ (BG) и „Неа-Санта“ (GR);
- 3.7.2. Вътрешна връзка между „Марица изток 1“ и „Пловдив“ (BG);
- 3.7.3. Вътрешна връзка между „Марица изток 1“ и „Марица изток“ (BG);
- 3.7.4. Вътрешна връзка между „Марица изток 1“ и „Бургас“ (BG);

Групата цели да увеличи преносната способност на мрежата на гръцко-българската граница по направление север-юг чрез изграждане на втора междусистемна връзка между България и Гърция и подсилване на южната част от пръстен 400 kV на българската ЕЕС.

Група проекти от общ интерес от клъстер 3.8, известен като коридор „Черно море“, за увеличаване на преносната способност на междусистемната връзка между България и Румъния, включва следния проект от общ интерес на територията на Р България, а именно: 3.8.1. Вътрешна линия между „Добруджа“ и „Бургас“.

До края на 2018 г. дружеството предвижда да завърши работата по тристранен проект България - Гърция - Турция за оценка на възможностите за изграждане на трета междусистемна връзка между България и Турция.

Изграждането на втори междусистемен електропровод с Р Сърбия и трети с Р Турция се предвижда да стане след 2027 г., поради което те не са отразени в представения за одобрение Десетгодишен план за периода 2018-2027 г.

Възприета е концепцията, преносната мрежа 220kV да не се развива повече, за сметка на мрежи 400kV и 110kV, с изключение изграждането на второ захранване на района на гр. Русе.

Развитието на мрежа 110kV, описано в плана, има преобладаващо локално значение и се обуславя от:

- подобряване сигурността на пренасяне на електроенергията, произведена от ВИ;
- повишаване на възможностите за присъединяване на инсталации за децентрализирано производство на електроенергия;
- присъединяване на клиенти със значителна консумация;
- подобряване сигурността на захранване на отделни райони при планови и аварийни ремонти в мрежи 400kV и 220kV;
- подобряване обмена на електроенергия с разпределителните мрежи

Изследване натоварването на преносната мрежа се осъществява 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 (най-големия товар в рамките на една година). 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 (най-често срещан за разглеждания период). Режимът е изходен за определяне на икономичната работа на ЕЕС през планирания период, от гледна точка загубите на мощност в ел. мрежа. 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 (най-често срещан за разглеждания период). 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 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 ЕСО ЕАД е направило 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 2018-2027 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 2018-2027 г., ЕСО ЕАД е определило следните ключови проекти за **2018 г., 2019 г. и 2020 г. съответно:**

Основни обекти от електропреносната мрежа, които трябва да бъдат реконструирани или да бъдат изградени нови до 2027 г., за изпълнение на критериите за сигурност на ЕЕС:

Обекти от електропреносната мрежа	Година на реализация
Район София град	
п/ст. „Курило“ - реконструкция на ОРУ 110kV и изграждане на две нови изводни полета за връзките с п/ст „Металургична“	2020 г.
п/ст. „Връбница“ - подмяна на 2 бр. трансформатори 25 MVA с 50 MVA	2018 г.
п/ст. „Банкя“ - подмяна на трансформатор 25 MVA с 50 MVA	2018 г.
п/ст. „Металургична“, ОРУ 110kV - две нови изводни полета за връзките с п/ст. „Курило“	2020 г.
Реконструкция на ЕП 110kV „Панорама“ (п/ст. „Княжево“ - п/ст. „Перун“), със стълбове за две тройки, като на първо време се изтегля едната тройка с проводници АСО 400	2018 г.
Район София-област	
п/ст. „Марек“ - разширение и реконструкция на ОРУ 110kV	2018 г.
Реконструкция на ЕП 110kV „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	2018 г.
Район Благоевград	
п/ст. „Джумая“ - реконструкция на ОРУ 110kV	2020 г.
Район Монтана	
п/ст. „Мездра“ - ново изводно поле 110kV за електропровода до п/ст. „Ботевград“	2020 г.
Изграждане второ захранване 110kV на п/ст. „Оряхово“ от ОРУ на АЕЦ „Козлодуй“, с използване на участъци от ЕП „Дунав“ и ЕП „Неутрон“	2018 г.
Район Варна	
п/ст. „Варна“ – изграждане на нова колона с два прекъсвача и едно изводно поле за нов ЕП 400kV до п/ст. „Бургас“	2019 г.
п/ст. „Добруджа“ - доставка и монтаж на реактор 50MVA _г	2019 г.
п/ст. „Добруджа“ – реконструкция на ЗРУ 31,5kV	2018 г.
ОРУ ТЕЦ „Варна“ – реконструкция на ОРУ 220 и 110kV, монтаж на АТ2, 220/110kV и изграждане на пожарогасене.	2019 г.
Изграждане на ново поле 110kV в п/ст. „Варна север“ за ЕП 110kV „Кичево“	2020 г.
Изграждане на ново поле 110kV в п/ст. „Варна запад“ за ЕП 110kV „Батово“	2020 г.
Район Бургас	
п/ст. „Карнобат“ - реконструкция ОРУ 110kV и подмяна на електромеханични защиты	2018 г.
п/ст. „Бургас“ - изграждане на ново поле за ЕП 110kV „Караново“	2018 г.
п/ст. „Бургас“ – изграждане на нова колона с два прекъсвача и едно изводно поле за нов ЕП 400kV до п/ст „Варна“	2020 г.
п/ст. „Обзор“ 110/20kV - изграждане на нова подстанция	2020 г.
Реконструкция на ЕП 220kV „Камчия“ от п/ст. „МИ2“ до п/ст. „Карнобат“ със запазване на сечението	2021 г.
Район Стара Загора	
п/ст. „Марица Изток“ - изграждане на трета и пета колони 400kV	2020 г.
п/ст. „Марица Изток“ - монтаж на 2xШР50MVA _г , свързани към АТ401 (400/220kV)	2020 г.
„Марица изток 3“ - изграждане на първа колона и изграждане на изводно поле в ОРУ 400kV за нов ЕП 400kV до п/ст. „Марица изток“	2019 г.
п/ст. „Траяна“ - ново поле за връзка 110kV към п/ст. „Стара Загора“	2018 г.
Изграждане на нов ЕП 400kV с OPGW между п/ст. „Марица изток“ (Гълъбово) и ОРУ на ТЕЦ „Марица изток 3“, паралелно на съществуващия ЕП „Хеброс“	2021 г.

Изграждане на нов кабел 110kV „Кипарис“ (п/ст. „Траяна“ - п/ст. „Стара Загора“)	2018 г.
Район Хасково	
п/ст. „Ардино“ - реконструкция на ОРУ 110kV	2019 г.
Реконструкция на ЕП 110kV „Даладжа“ между п/ст. „Гледка“ и п/ст. „Ардино“ с проводници АСО 400	2019 г.
Район Пловдив	
п/ст. „Пясъчник“ - реконструкция на ОРУ 110kV	2018 г.
Изграждане на нов ЕП 400kV с OPGW, между п/ст. „Пловдив“ и п/ст. „Марица изток“ (Гълъбово), паралелно на съществуващия ЕП „Иван Попов“	2020 г.
Изграждане на нов ЕП 110kV „Терес“: п/ст. „Чернозем“ - п/ст. „Пясъчник“	2018 г.
Реконструкция на ЕП 110kV „Болгар“ с АСО 400, п/ст „Карлово 1“ – п/ст. „Карлово 2“	2018 г.

Реконструкция на съществуващи обекти и изграждането на нови до 2027 г., съгласно инвестиционната програма на ЕСО ЕАД:

Обекти от електропреносната мрежа	Година на реализация
<i>Електропроводи</i>	
Реконструкция на ЕП 110kV Руда с АСО 400 (ст.4 - Бухово)	2018
Реконструкция на ЕП 110kV Бохот (Русаля - Горна Оряховица)	2018
Реконструкция на ЕП 110kV Азот-Дракон	2018
Реконструкция на ЕП 110kV Граничар (Елхово - ст.218)	2018
Реконструкция на ЕП 110kV Игнатиев (ТЕЦ Пловдив - Чернозем)	2018
Реконструкция на ЕП 110kV Лавров-Градина (ст. 139 – Долни Дъбник)	2018
<i>Изграждане на оптична мрежа</i>	
Развитие на оптичната мрежа към районите на Видин и Добрич	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Кубратово 8.2 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Равен	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Лилия-Гларус 18 км	2018
Изграждане на оптична връзка от ВЛ „Добротица-Белгун“ до административна сграда на МЕПР Добрич	2018
Изграждане на оптична връзка до административна сграда на МЕПР Ловеч	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Кристал Бургас - Камено	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Радецки 25.7 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Липа 8.2 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Доганово 12.2 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Дъбрава 14.6 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 400kV Ботунец – от п/ст. Металургична до ст. 16 и връзка чрез OPGW с OPGW на ст.9 на ВЛ 110 kV Руда - 5 км.	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Бетон 2,5 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Смилово 5.1 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Буря-Чардафон	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Малага 3,2 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Безово 14.6 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Лесново 11.5 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 220kV Куманица Алеко - ВЕЦ Пещера	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Вишеград в участъка от п/ст. Тополовград до стълба, до който стига OPGW по Граничар от п/ст. Елхово 5,1 км Тополовград - Елхово	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Мълния-Светкавица 1.8 км Търговище 1 - Хан Крум	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Въбел 10 км Търговище 2 - Хан Крум	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Патлейна 15.4 км Преслав - Шумен 1	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Поройна 1.15 км (от п/ст. Шумен1 до ст.6)	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Певец 27.8 км Търговище 1 - Преслав	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110kV Боровци 22.2 Берковица - Монтана	2020

Подстанции	
<i>Район „София-град“</i>	
п/ст. „Връбница“ - изграждане на втори Тр. СН 10 kV	2019
п/ст. „Връбница“ - подмяна на 2 бр. трансформатори 25 MVA с 50 MVA	2018
п/ст. „София изток“ - изграждане на втори Тр. СН	2018
п/ст. „Банкя“ - подмяна на трансформатор 25 MVA с 50 MVA	2018
п/ст. „Банкя“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
п/ст. „Бухово“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
п/ст. „Връбница“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2019
п/ст. „Искър-Индустрия“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2020
<i>Район „София-област“</i>	
п/ст. „Златица“ - монтаж на разединители за превключване на еднофазни трансформатори 400/110kV	2018
п/ст. „Златица“ - реконструкция ОРУ 110kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2018
п/ст. „Самоков“ - реконструкция ОРУ 110kV	2020
п/ст. „Костенец“ - въвеждане на релейни защиты	2019
<i>Район „Плевен“</i>	
п/ст. „Плевен 2“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
п/ст. „Плевен изток“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2019
п/ст. „Плевен 1“ - Реконструкция ОРУ 110kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2021
<i>Район „Шумен“</i>	
п/ст. „Шумен център“ - реконструкция КРУ 10kV	2020
<i>Район „Варна“</i>	
п/ст. „Добруджа“ - рехабилитация ЗРУ 31,5kV	2019
Опорен пункт Север - Проектиране и изграждане на СОТ, видеонаблюдение и пожароизвестяване (п/ст. „Варна Север“, п/ст. „Варна запад“ и п/ст. „Зл. Пясъци“)	2019
п/ст. „Девня 1“ - реконструкция ОРУ 110kV и подмяна на релейни защиты	2020
<i>Район „Бургас“</i>	
п/ст. „Бургас“ - реконструкция ОРУ 110kV и подмяна на защиты	2018
п/ст. „Тенево“ - въвеждане на релейни защиты	2018
п/ст. „Златен рог“ - въвеждане на релейни защиты"	2020
п/ст. „Белослав“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2018
<i>Район „Стара Загора“</i>	
п/ст „Марица изток“ - реконструкция на ОРУ 110kV	2018
П/ст „Самара“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
П/ст „Железник“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2019
Опорен пункт Стара Загора - изграждане на периметрова охрана, видеонаблюдение, пожароизвестяване за п/ст. „Казанлък“, п/ст. „К.Ганчев“ и п/ст. „Самара“	2018
ОРУ „Марица изток 3“ - изграждане на система за управление в ОРУ 220kV	2018
ОРУ „Марица изток 3“ - подмяна на релейни защиты в ОРУ 400kV	2026
п/ст. „Сливен индустрия“ - въвеждане на релейни защиты	2019
п/ст. „ТЕЦ МИ2 - ОРУ 400kV“ - подмяна на релейни защиты 400kV	2018
<i>Район „Хасково“</i>	
п/ст. „Димитровград“ - изграждане токоограничаващи реактори страна 6kV на Трафо 1 и Трафо 2	2018

п/ст. „Бенковски“ - въвеждане на релейни защиты	2020
<i>Район „Пловдив“</i>	
п/ст. „Лаута“ -вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
п/ст. „Филипово“ -вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
п/ст. „Христо Ботев“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2019
п/ст. „Пълдин“ - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2020
п/ст. „Панагюрище“ - въвеждане на релейни защиты	2019
п/ст. „Сопот“ - реконструкция на ОРУ 110kV и въвеждане на релейни защиты в ОРУ 110kV	2019
п/ст. „Златоград“ - реконструкция на ОРУ 110kV	2020
Модернизация и разширение на АСДУ	
<i>АСДУ - общи</i>	
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционно наблюдение на апаратура за АСДУ	2018/2027
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционен достъп до релейни защиты	2018/2027
Модернизация на метеостанции	2018/2019
Изграждане и разширение на мрежа от цифрови регистратори за непрекъснат запис	2018/2019
Модернизация на ПАА	2018
Модернизация на технологични системи в обекти на ЦДУ и ТДУ	2018
Изграждане и разширение на охранителни системи на обекти на ЦДУ и ТДУ	2018/2023
<i>АСДУ-ТК</i>	
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа от устройства за оптичен пренос	2018/2027
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа ВЧ канали (включително - ВЧ обработки)	2018/2027
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа за пренос на команди за УРЗ и ПАА	2018/2027
Разширение и модернизация на диспечерската телефонна мрежа	2018/2027
Модернизация на диспечерските записващи устройства	2019
Разширение и модернизация на система за наблюдение целостта на оптичните влакна	2018/2020
<i>АСДУ-ТМ</i>	
Разширение и модернизация на диспечерската телемеханична мрежа	2018/2027
Телемеханизиране на обекти на ЕЕС	2018/2027
<i>Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП „София-юг“</i>	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст. „Бухово“	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст. „Връбница“	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст. „Искър индустрия“	2020/2021
<i>Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП „Плевен“</i>	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Плевен 2“	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Долни Дъбник“ при реконструкция на КРУ и разширение на ОРУ	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Плевен изток“	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2019/2027
<i>Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП „Варна“</i>	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Албена“	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2018/2027
<i>Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП „Бургас“</i>	
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2021/2027
<i>Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП „Стара Загора“</i>	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Загорка“	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Самара“	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Зора“	2019/2021

Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Железник“	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Казанлък“	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2021/2027
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП „Пловдив“	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Лаута“	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Филипово“	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Хр. Ботев“	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Пълдин“	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Христо Смирненски“	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2022/2027
АСДУ-SCADA/EMS	
Разширение на възможностите на телекомуникационните интерфейси на SCADA/EMS системи	2018/2019
Доставка, монтаж и въвеждане в експлоатация на системи за наблюдение, контрол и управление (SCADA) на четири опорни пункта за управление на подстанции	2018
Модернизация на системите за наблюдение, контрол и управление (SCADA/EMS) на ТДУ Запад, ТДУ Изток, ТДУ Север и ТДУ Юг	2018
Модернизация на системата за наблюдение, контрол и управление (SCADA/EMS) на ЦДУ	2024/2025
АСДУ-резервирано електрозахранване	
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване 380/220VAC - инвертори, UPS-и, дизел-генератори, АБР-и	2018/2027
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - токоизправители 48VDC и батерии към тях	2018/2027
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - захранващи табла	2018/2027

Развитие на релейните защиты

Планира се подмяна на електромеханичните релейни защиты в ОРУ 110kV на следните обекти:

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]	РЗ на тр-ри 110kV/Ср.Н [брой тр-ри]	ДЗШ 110kV [брой системи]
2018	п/ст. „Златица“	6 бр.		1 с-ма
	п/ст. „Казичене“	10 бр.		1 с-ма
	п/ст. „Мадара“	14 бр.	-	1 с-ма
	п/ст. „Тетевен“	2 бр.	не	не
	п/ст. „Троян2“	2 бр.	1бр.	не
	п/ст. „Златна Панега“	2 бр.	не	не
	п/ст. „Бойчиновци“	8 бр.	-	-
	п/ст. „Калище“	2 бр.	2 бр.	-
	ТЕЦ „МИ 2“	2 бр.	-	1 с-ма
	п/ст. „Бургас“	8 бр.	-	въведена
	п/ст. „Тенево“	-	2 бр.	-
	п/ст. „Пясъчник“	1 бр.	-	-
	„ТЕЦ Пловдив“	1 бр.	-	-
	п/ст. „Карлово 2“	-	1 бр.	-
	п/ст. „Ст. Загора“	8 бр.	2 бр.	1 с-ма
	п/ст. „Узунджово“	3 бр.		1 с-ма
2019	п/ст. „Търговище1“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	п/ст. „Балкан“	3 бр.	не	1 с-ма
	п/ст. „Червена могила“	3 бр.	не	1 с-ма
	п/ст. „Красно Село“	3 бр.	не	1 с-ма

	п/ст. „Хоризонт”	2 бр.	2 бр.	-
	п/ст. „Димитър Канев“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	п/ст. „Хасково“		2 бр.	
	п/ст. Христо Ботев”	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	п/ст. „Пловдив“	14 бр.	2 бр.	2 с-ми
	п/ст. „Чудомир”	4 бр.	-	1 с-ма
2020	п/ст. „Модерно предградие”	не	не	1 с-ма
	п/ст. „Брусарци”	5 бр.	2 бр.	1 с-ма
	п/ст. „Банско”	6 бр.	-	-
	п/ст. „Фаворит“	3 бр.	2 бр.	не
	п/ст. „Лазур“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	п/ст. „Троян I“	не	2 бр.	не
	п/ст. „Червен бряг“	8 бр.	3 бр.	1 с-ма
	п/ст. „Септемврийци“	5 бр.	-	1 с-ма
	п/ст. „Девня I“	7 бр.	2 бр.	1 с-ма
	п/ст. „Разград”	9 бр.	2 бр.	1 с-ма

Планира се въвеждане на РЗ на ЕП 110kV с цел, по-добро секциониране на повредите:

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]
2018	п/ст. „Карлово 2”	2 бр.
	п/ст. „Тенево”	2 бр.
2019	п/ст. „Костенец”	2 бр.
	п/ст. „Панагюрище”	2 бр.
	п/ст. „Сливен индустрия”	2 бр.
	п/ст. „Сопот”	2 бр.
2020	п/ст. „Златен рог”	2 бр.

Предвид важността на защитаващите електропроводи, шини и АТ, е необходимо да продължи започнатата подмяна на статични релейни защиты по обекти, както следва:

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой РЗ]	РЗ на АТ [брой РЗ]	ДЗО [брой РЗ]	ДЗШ и УРОП
2018	п/ст. „Варна”	0	0	0	1 система
	п/ст. „Царевец“				1 система
	ТЕЦ МИ2 – ОРУ 400kV	не	не	4	4 бр.УРОП
	п/ст. „Ветрен”	4	не	2	4 бр.УРОП
	п/ст. „София запад”		не	не	1 система

Подмяна на релейни защиты тип REL521 и KCEG112 на ЕП 220kV:

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой РЗ]
2020	Горна Оряховица	7
	Плевен I	4
	Стара Загора	1
	Твърдица	1
	Узунджово	1
	Карнобат	1

ЕСО ЕАД е представило отчет, като е посочило обектите, които не са изпълнени в срок и е направило обосновка за необходимостта от прехвърлянето им за 2018 г., както следва:

1. Реконструкция на ВЛ 110kV „Панорама“

В Десетгодишния план за периода 2017-2026 г. обектът е бил предвиден за изпълнение през 2017 г. Отлагането е продиктувано от възникнали проблеми със съгласуване на работния проект и получаване на разрешение за строеж. Към момента е проведена обществена поръчка за избор на изпълнител и се очаква одобрение за сключване на договор от надзорен съвет, като строителството се очаква да завърши до края на 2018 г.;

2. Реконструкция на ВЛ 110kV „Руда“

В Десетгодишния план за периода 2017-2026 г. обектът е бил предвиден за изпълнение през 2017 г. Отлагането е продиктувано от възникнали проблеми с получаване на разрешение за строеж. Строително монтажните работи (СМР) на обекта са завършили през първо тримесечие на 2018 г.;

3. Изграждане на нова ВЛ 110kV за второ захранване на п/ст. „Оряхово“

В Десетгодишния план за периода 2017-2026 г. обектът е бил предвиден за изпълнение през 2017 г. Проблеми, свързани с уреждането вещните права върху новите стъпки, забавят изпълнението на обекта през 2016 г. Към момента има избран изпълнител за СМР и консултант по чл. 166 от Закона за устройство на територията (ЗУТ). Работният проект е преработен и се изчаква издаване на разрешение за строеж. Планирано завършване на СМР до края на 2018 г.

4. Реконструкция на ВЛ 110kV „Лавров-Градина“ от ст. № 139 до п/ст. „Долни Дъбник“.

В Десетгодишния план за периода 2017-2026 г. обектът е бил предвиден за изпълнение през 2017 г. До забавяне на строителството са довели проблеми, свързани с обществената поръчка, обявена на 09.05.2017 г. и факта, че договорът за изпълнение на СМР е сключен на 02.11.2017 г. Строителството е завършено през първо тримесечие на 2018 г.

5. Реконструкция на ВЛ 110kV „Бохот“

В Десетгодишния план за периода 2017-2026 г. обектът е бил предвиден за изпълнение през 2017 г. Има подписан договор за СМР. Отлагането е продиктувано от възникнали проблеми с издаването на разрешение за строеж, при съгласуване на изключванията на пресичани ВЛ 20kV и настъпилия зимен сезон, през който обектът е бил замразен. Очакваното завършване на СМР е до края на 2018 г.

6. Изграждане на ВЛ 110kV „Кипарис“ от п/ст. „Траяна“ до п/ст. „Стара Загора“

В Десетгодишния план за периода 2017-2026 г. обектът е бил предвиден за изпълнение през 2017 г. Има сключен договор за СМР. Във връзка с открити исторически находки по кабелното трасе се извършва проучване от археолози и се очаква становище от националния институт за недвижимо и културно наследство, което води до забавяне на строителството. Строителството се очаква да завърши до края 2018 г.

7. Изграждане на нова ВЛ 110kV от п/ст. „Чернозем“ до п/ст. „Пясъчник“

В Десетгодишния план за периода 2017-2026 г. обектът е бил предвиден за изпълнение през 2017 г. Има сключен договор за СМР. Работният проект е преработен. Продължителни процедури по придобиване на вещни права и проблеми, свързани с издаване на разрешение за строеж, водят до забавяне на строителството, което се очаква да завърши до края на 2018 г.

8. П/ст. „Банкя“ – вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление;

9. П/ст „Бухово“ – вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление;

10. П/ст „Плевен 2“ – вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление;

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

12. П/ст „Лаута“ – вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление;

13. П/ст „Филипово“ – вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление.

По отношение на т. 8 до т. 13 е посочено, че с Протокол № 33 от 20.04.2017 г. е взето решение от технически съвет за подмяна на съществуващите цифрови релейни защиты (ЦРЗ) поради нерентабилност при ъпгрейд и интегрирането им в съвременните системи за дистанционно управление. Извършва се доставка и монтаж на нови ЦРЗ през 2018 г. и се очаква завършване на обектите до края на 2018 г.;

14. П/ст. „Варна запад“ – вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление. Посочено е, че с Протокол № 60 от 05.07.2017 г. е взето решение от технически съвет за отпадане на обекта от въвеждане към системите за дистанционно управление;

15. П/ст. „Казанлък“ – вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление. Посочено е, че с Протокол № 60 от 05.07.2017 г. е взето решение от технически съвет за прехвърляне на обекта за въвеждане към системите за дистанционно управление в периода 2020 г. – 2021 г.;

16. Опорен пункт Север - Проектиране и изграждане на СОТ, видеонаблюдение и пожароизвестяване (п/ст. „Варна Север“, п/ст. „Варна запад“ и п/ст. „Зл. Пясъци“). Посочено е, че с Протокол №60 от 05.07.2017 г. е взето решение от технически съвет за отпадане на обект п/ст. „Варна запад“ от въвеждане към системите за дистанционно управление и замяната му с обект п/ст Албена. Предвижда се дейностите да бъдат завършени през 2019 г.;

17. Опорен пункт Стара Загора – изграждане на периметрова охрана, видеонаблюдение, пожароизвестяване за п/ст. „Казанлък“, п/ст. „К. Ганчев“ и п/ст. „Самар“. Посочено е, че е налице забавяне при въвеждане на обект п/ст. „Самара“ към системите за дистанционно управление (т.11) и прехвърляне на обект п/ст. „Казанлък“ за периода 2020 г. – 2021 г. (т.15);

18. П/ст. „Марица изток 3“ – изграждане на система за управление в ОРУ 220kV;

19. П/ст. „Казичене“ - подмяна на релейни защиты в ОРУ 110kV;

20. П/ст. „Златица“ - реконструкция и подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV;

21. П/ст. „Лом“ - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV;

22. П/ст. „Варна“ - подмяна на релейни защиты 400kV;

23. П/ст. „Бургас“ - реконструкция ОРУ 110kV и подмяна на защиты;

24. П/ст. „Бургас“ - изграждане ново поле 110kV за ВЛ „Свобода“;

25. П/ст. „Тенево“ - въвеждане на релейни защиты;

26. П/ст. „ТЕЦ МИ2 - ОРУ 400kV“ - подмяна на релейни защиты 400kV;

27. П/ст. „Ветрен“ - подмяна на релейни защиты 400kV;

28. П/ст. „Пясъчник“ - реконструкция на ОРУ 110kV;

По отношение на т. 19 до т. 28 е посочено, че е налице закъснение при доставка на бързодействащи помощни релета за монтажа на доставените релейни защиты, поради отказ на избора за изпълнител да сключи договор и последващо прекласиране на участниците, сключване на договор и доставка;

29. п/ст. „Златица“ - монтаж на разединители за превключване на еднофазни трансформатори 400/110kV. За изпълнението на обекта е проведена процедура и сключен договор. Представен е работен проект, който е разгледан и е приет на 08.03.2017 г. Поради забавяне при издаването на разрешение за строеж, влязло в сила на 12.09.2017 г.,

откриването на строителната площадка е извършено на 20.10.2017 г. Сроктът за изпълнение на СМР е 120 календарни дни, което прави невъзможно завършването на обекта до края на 2017 г. Очаква се обектът да бъде завършен до края на 2018 г.

30. П/ст. „Марек“ - реконструкция на ОРУ 110kV. За изпълнението на обекта е проведена процедура и сключен договор. Представен е работен план за организация и изпълнение на строителството, който е разгледан и е приет на 07.04.2017 г. Откриването на строителната площадка е на 19.04.2017 г. със срок 190 календарни дни за изпълнение на СМР. Забавяне на изпълнителя при изпълнението на обекта е причината обектът да не бъде завършен през 2017 г. Очаква се обектът да бъде завършен до края на 2018 г.

31. П/ст. „ТЕЦ Варна“ - Доставка и монтаж на 3 бр. х 50MVAг кондензаторни батерии 110kV. С Протокол № 45 от 23.05.2017 г. от технически съвет е взето решение обектът да не се изпълнява, поради отпаднала необходимост;

32. Доставка, монтаж и въвеждане в експлоатация на системи за наблюдение, контрол и управление на четири опорни пункта за управление на подстанции със собствени и привлечени средства. Сключен е договор с ефективна дата 21.08.2017 г. Изпълнението на обекта е в съответствие със съгласувания график за изпълнение през 2018 г.

33. Модернизация на системите за наблюдение, контрол и управление на ТДУ „Запад“, ТДУ „Изток“, ТДУ „Север“ и ТДУ „Юг“ със собствени и привлечени средства. Има сключен договор с привлечени средства съгласно споразумение по грант 055 с Европейската банка за възстановяване и развитие. Ефективна дата на договора е 06.02.2017 г. Изпълнението на обекта е в съответствие със съгласувания график за изпълнение на проекта през 2018 г.

34. Доставка на оптична ТК апаратура с функции за пренос на данни и команди за УРЗ за:

- ЕП 110kV Простор (п/ст. „Арпезос“ и п/ст. „Веселчане“);
- ЕП 110kV Космос (п/ст. „Ст. Загора“ и п/ст. „Железник“);
- ЕП 110kV „Гьоневец“ (п/ст. „Самара“ и п/ст. „Железник“);
- ЕП 110kV „Чая“ (п/ст. „Асеновград“ и п/ст. „Сев. Родопи“);
- ЕП 110kV „Преспа“ (п/ст. „Смолян“ и п/ст. „Сев. Родопи“);
- ЕП 110kV „Доброселец“ (п/ст. „М. Изток“ и п/ст. „Тополовград“);
- ЕП 110kV „Арда“ (п/ст. „Д. Канев“ и п/ст. „Арпезос“);
- ЕП 110kV „Перперек“ (п/ст. „Арпезос“, ВЕЦ „Ст. Кладенец“ и п/ст. „Кърджали“).

Задачата е преходна за 2017/2018 г. Предвидените за 2017 г. задачи са изпълнени. При провеждането на обществената поръчка е постигната по-ниска от планираната цена за доставка на апаратурата. Оставащите довършителни дейности за 2018 г. са на стойност около 10 000 лв.

35. Въвеждане в експлоатация на САУП „ОРУ ТЕЦ МИЗ“. Планираните инвестиционни средства са за доплащане по договори по правоприемство от „Национална електрическа компания“ ЕАД. Изпълнението на предвидените за 2017 г. дейности се извършва със собствени сили на специалисти на ЕСО ЕАД и поради тази причина не са извършени инвестиционни разходи;

36. Рехабилитация на климатична система на сградата на ЦДУ/ТДУ „Запад“. Задачата е преходна 2017/2018 г. Проведена е тръжна процедура, която е прекратена. След осъвременяване на техническите изисквания ще се проведе нова процедура за избор на изпълнител през 2018 г.

37. Доставка на 12 броя устройства за ПАА в ОРУ на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД - доставката е част от процедура на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. Задачата е преходна 2017/2018 г. Устройствата за ПАА в ОРУ на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД са доставени и ще бъдат монтирани. След въвеждането им в експлоатация, ще бъдат прехвърлени в собственост на ЕСО ЕАД.

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 на Десетгодишния план за периода 2018-2027 г. са в размер на 1 291 773 хил. лв., от които 148 932 хил. лв. или 11,53% са привлечени европейски средства, основно за съфинансиране на проектите от общоевропейско значение.

ЕСО ЕАД планира да инвестира средно по 10% от посочения общ размер на инвестициите за периода на Плана, като за периода 2018-2020 г. дружеството възнамерява да направи инвестиции в размер на 377 386 хил. лв. или 29,21% от общия размер на инвестициите, посочени в Плана. Размерът на инвестициите, разпределени по години, е описан в следващата таблица:

Година	Разходи за инвестиции (хил. лв.)
2018 г.	120 032
2019 г.	128 474
2020 г.	128 880

От представения одитиран годишен финансов отчет на ЕСО ЕАД за 2017 г. е видно, че дружеството е понижило печалбата си от оперативната дейност през 2017 г. с 64,23% или 28 236 хил. лв., спрямо 78 931 хил. лв. за 2016 г. Въпреки отчетения спад на печалбата, коефициентът на обща ликвидност за 2017 г. е в размер на 5,28, който определя високи стойности, което е доказателство за възможността на дружеството да покрива текущите си задължения със собствени средства. Коефициентът за финансова автономност е в размер на 4,91, който показва, че дружеството разполага с достатъчно собствени средства да покрива задълженията си.

След анализ на състоянието на ЕСО ЕАД на база представения одитиран годишен финансов отчет за 2017 г. може да се направи извод, че дружеството запазва добро финансово състояние и ще разполага със средства за изпълнение на инвестиционната си програма.

ЕСО ЕАД е разработило бизнес програма с прогнозни парични потоци за периода 2018-2020 г.

Коефициентът на обща ликвидност за периода 2018-2020 г. определя високи стойности и бележи ръст, което е доказателство за възможността на дружеството да покрива текущите си задължения със собствени средства, като 2018 г. е в размер на 5,53, за 2019 г. е в размер на 5,60 и за 2020 г. е в размер на 5,75.

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 2018-2027 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 и 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 определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на Плана за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2018-2027 г. на „Електроенергиен системен оператор” ЕАД, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията;
3. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на Плана за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2018-2027 г. на „Електроенергиен системен оператор” ЕАД заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката;
4. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2018-2027 г. на „Електроенергиен системен оператор” ЕАД.

Приложения:

1. План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2018-2027 г. на „Електроенергиен системен оператор” ЕАД.