



ПРОТОКОЛ

№ 197

София, 25.09.2017 година

Днес, 25.09.2017 г. от 13:37 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Светла Тодорова, Георги Златев, Евгения Харитонова и Димитър Кочков, и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас). и главният секретар Росица Тоткова.

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, А. Иванова - и.д. директор на дирекция „Природен газ“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“, М. Трифонов – началник на отдел в дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“ и експерти на КЕВР.

Председателят установи, че няма възражения по проекта за дневен ред и няма други предложения, както и няма правни пречки за провеждане на заседанието, което протече при следния

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-619 от 19.09.2017 г. относно: одобрение на Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване, предложени от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Работна група: Агапина Иванова, Елена Маринова,
Ремзия Тахир, Снежана Станкова, Грета Дечева,
Сирма Денчева, Ваня Василева

2. Проект на решение относно: одобряване на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017 г. – 2026 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова,
Милен Трифонов, Ваня Василева, Радостина Методиева,
Вера Георгиева, Лъчезар Ралчев, Петя Андонова

По т.1. Комисията разгледа доклад относно Проект на Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване, предложени от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-15-45-10 от 16.04.2015 г., подадено от „Булгартрансгаз“ ЕАД, с искане за одобрение на Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване (Процедурите), на основание т. 2.2. от Приложение I към Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005 (Регламент (ЕО) № 715/2009, Регламента). Към заявлението са приложени: проект на Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване; доклад с мотивирано предложение за одобряване на Процедури за управление на претоварването, включително анализ на влиянието при прилагане на Процедурите; препис-извлечение от Протокол УС № 79 от 02.04.2015 г. от неprisъствено заседание на Управителния съвет (УС) на „Булгартрансгаз“ ЕАД и копие от платежно нареждане за платена такса.

Със Заповед № 3-Е-94 от 30.04.2015 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване и анализ на преписката съгласно изискванията на Регламент (ЕО) № 715/2009 г., да изготви доклад и проект на решение.

След проучване на общите положения и конкретните процедури в предложения проект, както и на изложените данни и информация в приложния доклад, във връзка с изискванията на т. 2.2. от Приложение I към Регламент (ЕО) № 715/2009 - Насоки относно процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване, се установиха някои несъответствия. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-45-10 от 01.09.2015 г. на КЕВР, от „Булгартрансгаз“ ЕАД е изискано да представи допълнителна информация и разяснения. „Булгартрансгаз“ ЕАД е предоставило становище и информация с писмо с вх. № Е-14-45-10 от 11.09.2015 г. С оглед изясняване на повдигнатите въпроси, както и на правата и задълженията на „Булгартрансгаз“ ЕАД и на КЕВР, е проведена работна среща, на която операторът е поел ангажимента да представи преработен вариант на Процедурите за управление на претоварването в случай на договорно претоварване. С писмо с вх. № Е-15-45-10 от 18.11.2016 г., „Булгартрансгаз“ ЕАД е представило: преработен проект на Процедури за управление на претоварването; актуализиран анализ на влиянието при прилагане на процедурите, включително анализ на използваемостта на капацитетите, икономически и правен анализ, както и копие от Протокол УС № 170 от 07.11.2016 г. от prisъствено заседание на Управителния съвет на дружеството за одобрение на ревизирия проект на Процедури за управление на претоварването.

Управление на претоварването означава управление на капацитетите за пренос на оператора на преносна система с оглед оптимално и максимално използване на техническия капацитет и навременно откриване на точки на бъдещо претоварване и насищане (чл. 2, параграф 1, т. 5 от Регламента). Съгласно дефинициите по чл. 2, параграф 1, т. 21 и т. 23 от Регламент (ЕО) № 715/2009, „договорно претоварване“ означава ситуация, при която нивото на търсене на гарантиран капацитет надхвърля техническия капацитет, а „физическо претоварване“ - ситуация, при която нивото на търсене на реални доставки в определен момент надхвърля техническия капацитет.

Член 16 от Регламент (ЕО) № 715/2009 урежда принципите на механизмите за разпределение на капацитет и на процедурите за управление на претоварването по отношение на оператора на преносна система (ОПС) като един от основните механизми за постигане на целите на Регламента. Съгласно член 16, параграф 3 от Регламента, ОПС е длъжен да прилага и публикува недискриминационни и прозрачни процедури за управление на претоварването, които улесняват трансграничния обмен на природен газ на недискриминационна основа и които се основават на следните принципи: в случай на договорно претоварване ОПС предлага неизползвания капацитет на първичния пазар поне ден напред и на база прекъсваемост на доставките и ползватели на мрежата, които желаят

да препродадат или преотдадат под наем неизползван договорен капацитет на вторичния пазар, имат правото да го направят. В случай че е налице физическо претоварване, ОПС или, когато е уместно, регулаторните органи, прилагат недискриминационни и прозрачни механизми за разпределение на капацитета (член 16, параграф 4 от Регламента).

Конкретните процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване са регламентирани в т. 2.2. от Приложение I към Регламент (ЕО) № 715/2009 - Насоки относно принципи на механизмите за разпределение на капацитет и на процедурите за управление на претоварването по отношение на операторите на преносни системи и тяхното прилагане в случай на договорно претоварване, Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване (изм. по силата на Решение на Комисията от 24 август 2012 година за изменение на Приложение I към Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ). Разпоредбите на т. 2.2. се прилагат за точките на междусистемни връзки между съседни входно-изходни системи, независимо дали те са физически или виртуални, между две или повече държави-членки или в рамките на една и съща държава-членка, доколкото точките подлежат на резервиране от ползватели. Те могат да бъдат прилагани също за входни точки от и изходни точки към трети държави според решението на съответния национален регулаторен орган. В Регламента е предвидено, че изходните точки към крайни потребители и разпределителни мрежи, входните точки от крайни газопроводни станции за ВПП и съоръжения за добиване, както и входно-изходните точки от и към съоръжения за съхраняване, не са предмет на разпоредбите на т. 2.2.

Конкретните процедури за управление на претоварването, предвидени в т. 2.2.2., т. 2.2.3., т. 2.2.4. и т. 2.2.5. от Приложение I към Регламент (ЕО) № 715/2009 са, както следва: увеличаване на капацитета посредством схема за свъръзаване и обратно изкупуване; механизъм за заявяване на гарантиран капацитет за ден напред на принципа „или използваш, или губиш“; връщане на договорен капацитет и механизъм за заявяване за дългосрочен период на принципа „или използваш, или губиш“.

Съгласно чл. 11, ал. 1, изречение второ от Правила за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ (обн., ДВ, бр. 36 от 16.04.2013 г., посл. изм. и доп. бр. 103 от 27.12.2016 г.), операторът разработва процедури за управление на претоварването и ги представя в КЕВР за одобрение.

Резултатите от анализа на предложения от „Булгартрансгаз“ ЕАД ревизиран проект на Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване и приложените към него данни и документи са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-544 от 04.08.2017 г., приет от КЕВР с решение по Протокол № 171 от 10.08.2017 г., т. 1, като в проекта са нанесени съответните корекции. Комисията е публикувала проекта на Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване ведно с доклада, съдържащ мотивите, на интернет страницата си и на Портала за обществени консултации.

На Портала за обществени консултации няма постъпили становища и предложения.

На основание чл. 14 от ЗЕ на 17.08.2017 г. е проведено обществено обсъждане на проекта на Процедури, на което са присъствали представители на „Булгартрансгаз“ ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД и Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори (БФИЕК). БФИЕК отправя искане да бъдат публикувани представените от „Булгартрансгаз“ ЕАД анализи (анализ на влияние при прилагане на процедурите, анализ на използваемостта на капацитетите, икономически и правен анализ). Изразено е становище, че Процедурите следва да предвиждат възможност за прилагането им на IP Странджа/Малкочлар и на изходните точки към клиенти в страната. В тази връзка БФИЕК е депозирило в КЕВР становище с вх. № Е-15-20-32 от 11.09.2017 г. В същото,

необходимостта от прилагане на Процедурите на изходните точки към клиенти в страната е мотивирана с възможни затруднения при смяна на доставчика, когато новият доставчик не може да осъществи доставка на природен газ, предвид липсата на съгласие от обществения доставчик, който към момента е резервирал целия необходим капацитет за доставка на природен газ до краен клиент, присъединен към газопреносната мрежа. В такива случаи следва „Булгартрансгаз“ ЕАД да има възможност да отнеме от „Булгаргаз“ ЕАД резервирания капацитет и да го предложи на новия доставчик. Според БФИЕК, не е налице документ, съдържащ задължение за стария доставчик да прехвърли своя капацитет на новия доставчик.

Аргументите на БФИЕК не могат да се приемат за основателни. Операторът на газопреносна мрежа извършва смяната на доставчика съгласно Правилата за търговия с природен газ (ПТПГ) до три седмици след получаване на писменото искане на клиента (чл. 180, ал. 2 от ЗЕ). Съгласно регламентираната в Глава седма от ПТПГ процедура за смяна на доставчика, при упражнено право за смяна на доставчика договореният капацитет за пренос в изходната точка на газопреносна и/или газоразпределителна мрежа се прехвърля от първоначалния доставчик на новия доставчик, без това да създава задължения за заплащане на неустойки за договорения капацитет на първоначалния доставчик (чл. 31, ал. 3). Следва да се има предвид, че съгласно т. 2.2.1., подточка 1, изречение последно от Приложение № 1 към Регламент (ЕО) № 715/2009, изходните точки към крайни потребители и разпределителни мрежи, входните точки от крайни газопроводни станции за ВПГ и съоръжения за добиване, както и входно-изходните точки от и към съоръжения за съхраняване, не са предмет на разпоредбите на точка 2.2.

БФИЕК настоява Процедурите да бъдат прилагани и за IP Странджа/Малкочлар, което ще спомогне трансграничната търговия и либерализацията на регионалния пазар, ще възпрепятства блокирането на алтернативните доставки на природен газ за българската индустрия, без това да изисква финансов или човешки ресурс. Според БФИЕК, КЕВР следва да отчете нови обстоятелства, настъпили след периода на анализа на използваемостта 2012-2014 г. Въведени са прекъсваеми капацитетни услуги със съседните страни през 2015 г. и изграждането на интерконектора Русе-Гюргево в началото на 2016 г., които са довели до навлизане на нови участници на пазара и повишаване на интереса към капацитетните продукти на трансграничните точки. От друга страна, на IP Странджа/Малкочлар не са въведени прекъсваеми услуги, което възпрепятства алтернативните доставки от Турция, като по този начин измества възможния внос, удължавайки трасето за пренос през Гърция. С оглед изложеното, БФИЕК предлага КЕВР да приеме решение за прилагане на Процедурите за управление на претоварването в случай на договорно претоварване да се прилагат и в точките на междусистемно свързване с трети страни.

Съгласно т. 1.2. от проекта на Процедури, те се прилагат за точки на междусистемно свързване, с изключение на трансграничните точки с трети държави, освен ако Комисията не вземе решение тези процедури да се прилагат и спрямо тях, което е в съответствие с т. 2.2.1., подточка 1, изречение второ от Приложение № 1 към Регламент (ЕО) № 715/2009. В тази връзка следва да се има предвид представения от „Булгартрансгаз“ ЕАД с писмо с вх. № Е-15-45-10 от 08.09.2017 г. анализ на влиянието при прилагане на Процедурите за управление на претоварването. Същият съдържа и данни за реалната използваемост на капацитетите, включително на IP Странджа/Малкочлар, въз основа на данни за периода до 2016 г. Въз основа на тези данни анализът на ОПС показва, че рискът за „Булгартрансгаз“ ЕАД от предлагането на допълнителен твърд капацитет и невъзможност да бъде реализиран не е висок, предвид възможностите на преносната мрежа и настоящото пазарно търсене. Следва да се отбележи също, че в писмото си „Булгартрансгаз“ ЕАД не предлага прилагане на Процедурите на IP Странджа/Малкочлар на този етап.

Предвид гореизложеното, както и с оглед липсата на сключено споразумение с оператора на преносна мрежа на Турция, към момента не е обосновано приемане на отделно решение за прилагане на Процедурите на трансгранична точка IP Странджа/ Малкочлар. В случай, че се повиши пазарното търсене на услуги по предлагане на твърд капацитет за пренос на тази точка, респективно за възникване на договорно претоварване, Комисията може да приеме решение за прилагането на Процедурите и на тази точка с трети страни.

В допълнение, следва да се има предвид, че предоставеният от „Булгартрансгаз“ ЕАД анализ на влиянието при прилагане на Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване, съдържащ анализ на използваемостта на капацитетите, икономически и правен анализ, е изготвен с оглед предоставяне на КЕВР в качеството му на национален регулаторен орган на всички отнасящи се до предложените механизми данни, оценки и модели, с цел Комисията да може да изясни всички относими факти и обстоятелства и да направи обективна оценка преди вземане на решение за одобрение на предложените процедури. По отношение разполагаемостта и използваемостта на капацитети, „Булгартрансгаз“ ЕАД публикува актуална информация на своята интернет-страница, както и на публично достъпната Платформа за прозрачност на ENTSOG, чрез които всички участници на пазара на природен газ могат да получат достъп до тази информация.

В КЕВР е постъпило писмено становище и конкретни предложения по проекта на Процедури от „Булгаргаз“ ЕАД с вх. № Е-15-20-32 от 11.09.2017 г., които са обсъдени в таблица, приложение към настоящия доклад, съдържаща мотиви за приемането им като законосъобразни и целесъобразни или отхвърлянето им.

В изпълнение на изискването на т. 2.2.2., подточка 1, изречение второ от Приложение I към Регламент (ЕО) № 715/2009, преди изпълнението на схемата за свръхзаявяване и обратно изкупуване, да се извърши консултация с националните регулаторни органи на съседните държави членки, е иницизирана с писмо с изх. № Е-15-45-10 от 11.08.2017 г. консултация с националните регулаторни органи на Република Румъния (ANRE) и на Република Гърция (RAE). Последните до момента не са предоставили становища.

Одобряването от КЕВР на разработените от „Булгартрансгаз“ ЕАД процедури за управление на претоварването е обосновано с необходимостта от изпълнение на изискванията на европейското законодателство и улесняване на трансграничния обмен на природен газ на недискриминационна основа, както и с оглед уреждане на обществените отношения във връзка с управление на претоварването чрез правни норми в националното законодателство, което е предвидено и в чл. 11, ал. 1, изречение второ от Правилата за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ.

Процедурите за управление на претоварването в случай на договорно претоварване целят осигуряване на предлагането от ОПС, в случай на договорно претоварване, на неизползвания капацитет на първичния пазар поне ден напред и на база прекъсваемост на доставките, както и на възможността ползвателите на мрежата, които желаят да препродадат неизползван договорен капацитет на вторичния пазар, да имат правото да го направят. Разработеният проект на Процедури цели постигането на ефективно и оптимално използване на техническия капацитет, постигане на съответствие с националната и европейска нормативна уредба и осигуряване на прозрачни недискриминационни условия за ползвателите на мрежата.

Изготвеният от „Булгартрансгаз“ ЕАД анализ на влиянието от прилагане на Процедурите за управление на претоварването в случай на договорно претоварване върху финансовото състояние на дружеството показва, че не се очаква приложението в

дългосрочен план да доведе до съществено изменение във финансовото състояние на оператора, отчитайки и принципа за неутралност, в частност относно утвърдените от КЕВР необходими приходи за осъществяване на дейността по пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на дружеството. В допълнение, в краткосрочен план се очаква прилагането им да доведе до благоприятен резултат, като повиши събираемостта, компенсират до известна степен риска от неосъществяване на прогнозата за реализация на капацитети и пренесени количества.

В резултат от приемането на проекта на Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване и прилагането им ще бъде осигурена възможност за освобождаване на неизползвания капацитет, като от една страна ползвателите на мрежата ще могат да търгуват капацитетите по своите договори, а от друга страна, ОПС ще има задължението да предлага неизползвания капацитет на пазара. Тези Процедури ще създадат условия за недискриминационен достъп до газопреносните мрежи, съобразени със спецификата на българския и регионалния пазар на природен газ, с оглед обезпечаване на развитието и нормалното функциониране на прозрачен пазар на природен газ, улесняване на търговията с капацитет и повишаване сигурността на доставките на природен газ чрез засилен трансграничен обмен.

Прилагането на Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване не е обвързано с разходи за държавния бюджет, поради което не се и изисква финансова обосновка по смисъла на Устройствения правилник на Министерския съвет и на неговата администрация.

Изказвания по т.1:

Докладва А. Иванова. Докладът е във връзка със заявление на „Булгартрансгаз“ ЕАД с искане за одобрение на Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване, на основание т. 2.2. от Приложение I към Регламент № 715/2009 г. Резултатите от анализа на предложения от дружеството ревизиран проект на Процедури и приложените към него данни и документи са отразени в доклад от 04 август, изготвен от назначената със заповед работна група. Същият е приет от Комисията с решение по протокол №171 от 10 август. Проектът на Процедури и докладът са публикувани на интернет страницата на Комисията и на Портала за обществени консултации. На Портала за обществени консултации няма постъпили становища и предложения. На 17.08.2017 г. на основание чл. 14 от ЗЕ е проведено обществено обсъждане на проекта, на което са присъствали представители на „Булгартрансгаз“ ЕАД, „Булгаргаз“ ЕАД и БФИЕК. В определения срок в Комисията е депозирано становище от „Булгартрансгаз“ ЕАД, което съдържа конкретни предложения по проекта. Същите са обсъдени в таблица, приложение към доклада, с мотиви за приемането им като законосъобразни и целесъобразни или за отхвърлянето им. Депозирано е и становище от БФИЕК, което не съдържа конкретни предложения по текстовете по проекта. Въпреки това становището е обсъдено в доклада с конкретни аргументи. В резултат от приемането на проекта и прилагането на Процедурите ще бъде осигурена възможност за освобождаване на неизползвания капацитет, като ползвателите на мрежата ще могат да търгуват капацитетите по своите договори, а операторът ще има задължението да предлага неизползвания капацитет на пазара. Тези Процедури ще създадат условия за недискриминационен достъп до газопреносните мрежи, улесняване на търговията с капацитет и повишаване сигурността на доставките на природен газ чрез засилен трансграничен обмен.

Одобряването на Процедурите е предвидено в чл. 11, ал. 1 от Правила за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ, приети от Комисията. В изпълнение е на изискванията на европейското законодателство и е обосновано с необходимостта от уреждане на обществените отношения във връзка с управление на

претоварването чрез правни норми в националното законодателство. Проектът е коригиран с оглед правилно структуриране на разпоредбите от гледна точка на правна техника. Текстовете са подредени в глави и раздели, номерирани са с членове и алинеи. Определенията са изнесени в Допълнителна разпоредба, а в Преходна и заключителна разпоредба са посочени правните основания за приемането на Процедурите от Комисията, както и момента на влизането в сила и датата, от която се прилагат.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 16, параграф 3, във връзка с т. 2.2. от Приложение I към Регламент № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 2009 г. относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ; чл. 11, ал. 1, изречение второ от Правила за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ и чл. 43, ал. 1 и ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да разгледа и обсъди следните решения:

1. Да обсъди и приеме настоящия доклад;

2. Да одобри Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване;

3. Процедурите за управление на претоварването в случай на договорно претоварване да бъдат изпратени за обнародване в „Държавен вестник“.

И. Н. Иванов установи, че няма допълнения от останалите членове на работната група и даде думата за изказвания на членовете на КЕВР.

С. Тодорова цитира последния параграф от Преходните и заключителни разпоредби е, който гласи, че Процедурите влизат в сила от деня на обнародването им и се прилагат от 01.10.2017 г. Тодорова каза, че тази формулировка не ѝ е ясна.

И. Н. Иванов попита каква е разликата между *влизат в сила от деня на обнародването им* и *прилагането им*.

Е. Маринова каза, че тъй като се касае за нормативен акт, влизането му в сила завършва с акта на обнародване. Идеята на тези Процедури е да започнат да се прилагат от новата газова година. Те влизат в сила и адресатите се запознават с тях като правила, но фактически се прилагат от първия ден на газовата година. Обнародването в „Държавен вестник“ има отношение към влизането в сила на нормативния акт. С този параграф му се отлага прилагането.

С. Тодорова попита какво става, ако не бъдат обнародвани до 01 октомври.

Е. Маринова отговори, че тогава ще могат да се прилагат от деня, в който са обнародвани, защото те не могат да се прилагат преди да са влезли в сила.

И. Н. Иванов каза, че има предварително проведен разговор с „Държавен вестник“ да бъдат обнародвани в петък, на 29 септември, за да не се получи изместване по отношение на началото на газовата година. Ще започнат да се прилагат от неделя, 01.10.2017 г. Председателят отбеляза, че ако няма текст откога влиза в сила един нормативен акт, той се прилага стандартно - седмица след публикуването му. Тук датата 01 октомври е третият ден, затова не може да се остави без този текст, когато влизат в сила.

Е. Харитонов попита какво става, ако не го публикуват.

И. Н. Иванов отговори, че е говорено три пъти с „Държавен вестник“. Ако не го публикуват, ще влезе в сила тогава, когато се публикува. Ако се публикува във вторник, тогава ще влезе в сила от 03 октомври и в тази част ще се коригира. Не може да влезе в сила преди публикуването.

И. Н. Иванов установи, че няма други въпроси и подложи на гласуване проекта на решение, прочетен от А. Иванова от името на работната група. Иванов каза още днес да се предприемат действия за изпращането в „Държавен вестник“ или договарянето, тъй като изискването е да се представят до утре (26.09.2017 г.) на обяд.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 16, параграф 3, във връзка с т. 2.2. от Приложение I към Регламент (ЕО) № 715/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ и за отмяна на Регламент (ЕО) № 1775/2005 - Насоки относно принципи на механизмите за разпределение на капацитет и на процедурите за управление на претоварването по отношение на операторите на преносни системи и тяхното прилагане в случай на договорно претоварване; чл. 11, ал. 1, изречение второ от Правила за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ и чл. 43, ал. 1 и ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклад относно Проект на Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване, предложени от „Булгартрансгаз“ ЕАД;
2. Одобрява Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване;
3. Процедурите за управление на претоварването в случай на договорно претоварване да бъдат изпратени за обнародване в „Държавен вестник“.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Георги Златев, Евгения Харитонова и Димитър Кочков.

Решението е взето с **пет гласа „за“**, от които **два гласа** (Георги Златев и Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията, след като разгледа 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., доклад с вх. № Е-Дк-520 от 01.08.2017 г., както и събраните данни от проведено на 10.08.2017 г. обществено обсъждане и постъпилите становища, установи следното:

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 2016-2025 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 Диспечирание/Развитие на ЕЕС (на адрес: <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-3С 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 създадо 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 диспечиране 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 развиват мрежите 400 kV и 110 kV. Развитието 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 OPGW, 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_г; 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_г, 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.:

– *Електропроводи*: 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” („Русаля - 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 OPGW 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 км; 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 OPGW 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 защиты 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 релейни 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 k - 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.

11. 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.

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

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

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

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

16. 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.

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

18. 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.

19. 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.

20. 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 10⁰С, като работата е прекъсната с Акт образец 10 от 28.11.2016 г. Обектът е въведен в експлоатация през пролетта на 2017 г.

21. 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 10⁰С, като работата е прекъсната с Акт образец 10 от 12.12.2016 г. Обектът е въведен в експлоатация през пролетта на 2017 г.

22. 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.

23. 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 (BE „Рачо“ пред п/ст „Хидравлика“ е на обща стълбовна линия с BE „Освобождение“, поради което при монтажа на OPGW 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 представения одитиран годишен финансов отчет на ЕСО ЕАД за 2016 г. е видно, че дружеството е повишило печалбата си през 2016 г. с 14,64 % или 78 931 хил. лв. спрямо 2015 г. 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 състоянието на ЕСО ЕАД на база одитирани годишни финансови отчети може да се направи извод, че дружеството е в 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 2017-2019 г., представен в следващата таблица:

	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Парични наличности от оперативна дейност	185 128	198 596	205 747
Нетен паричен поток от оперативна дейност	114 184	127 095	130 801
Парични потоци от финансова дейност	-12 324	-1 539	-4 978
Изменения на паричните средства и парични еквиваленти	-27 583	31 801	7 779
Пари и парични еквиваленти в края на периода	322 497	354 299	362 078

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 г. – 2026 г.

Резултатите от извършения анализ на представения Десетгодишен план на ЕСО ЕАД за периода 2017-2026 г. са отразени в Доклад с вх. № Е-Дк-520 от 01.08.2017 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 167 от 04.08.2017 г., т. 2. 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.

На 10.08.2017 г. КЕВР е провела обществено обсъждане на представения от ЕСО ЕАД „План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017 - 2026 г.“, на което са присъствали представители на Министерство на енергетиката, „Национална електрическа компания“ ЕАД, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД, „Енерго-Про Мрежи“ АД и на Българска федерация на индустриалните енергийни консуматори.

В Комисията са постъпили писма с вх. № Е-04-00-86 от 22.08.2017 г. от Институт за ядрени изследвания и ядрена енергетика към Българска академия на науките; с вх. № Е-13-13-7 от 23.08.2017 г. от „Ей И Ес Марица Изток I Сървисиз“ ЕООД; с вх. № Е-13-41-48 от 25.08.2017 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД; с вх. № Е-13-62-82 от 25.08.2017 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и с вх. № Е-13-62-82 от 15.09.2017 г. от „БЪЛГАРСКО ТЪРГОВСКО-ПРОМИШЛЕНА ПАЛАТА, в които са изложени становища и предложения във връзка с Плана за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2017-2026 г. С писма с изх. № Е-13-41-81 от 28.08.2017 г. и изх. № Е-13-62-82 от 30.08.2017 г. Комисията е изисквала информация от ЕСО ЕАД относно изпратените становища и предложения.

В становището си „Електроразпределение Юг“ ЕАД посочва проекти от Десетгодишния план, които дружеството счита, че влияят пряко върху плановете за развитието на електроразпределителната мрежа. Отправя предложения за конкретни обекти, които да бъдат включени в плана:

1. Район Пловдив - изграждане на нов ЕП 110kV между п/ст „Чернозем“ и п/ст „Пясъчник“, и подмяна на 2 броя силови трансформатори 25 MVA с 40/50 MVA в п/ст „Раковски“;

2. Район Стара Загора - изграждане на нов кабел 110kV „Кипарис“ между п/ст „Траяна“ и п/ст. „Стара Загора“;

3. Район Бургас: изграждане на нов ЕП 110kV за присъединяване на п/ст „Обзор“ към ЕП „Емона“; изграждане на нов ЕП 110kV за присъединяване на п/ст „Поморие“ към ЕП „Ахелой“ и подмяна силов трансформатор 25 MVA с 40/50 MVA - п/ст „Хелиос“;

4. Район Хасково: реконструкция на п/ст „Ардино“; разкъсване на ЕП 110kV „Даладжа“ на два електропровода: „Даладжа“ и „Буково“ и реконструкция на ЕП 110kV „Даладжа“ между п/ст „Гледка“ и п/ст „Ардино“ с АСО 400.

Електроразпределителното дружество посочва, че необходимостта от тези инвестиции е във връзка с нарастване на товарите в „Тракия Икономическа Зона“ и с развитието на електроразпределителните мрежи с цел подобряване на хранването.

Във връзка с гореизложеното, с писмо с вх. № Е-13-41-81 от 04.09.2017 г. ЕСО ЕАД е предоставило следната информация:

1. Район Пловдив:

По отношение изграждане на нов ЕП 110 kV между п/ст „Чернозем“ и п/ст „Пясъчник“ ЕСО ЕАД посочва, че за изграждането на електропровода има избран изпълнител за извършване на строително-монтажните работи, но преди стартирането им трябва да завърши процедурата по придобиване право на строеж за стъпките на стълбовете и прилежащите им сервитути. Дружеството посочва, че е стартирана процедурата за принудително отчуждаване за стъпки на стълбове в имоти частна собственост, за което трябва да бъде взето решение от Министерски съвет и да бъде получено разрешение за строеж. Въвеждането в експлоатация на ЕП 110 kV „Терес“ е свързано и с реконструкция и разширение на ОРУ 110 kV на п/ст. „Пясъчник“. Реконструкцията на уредбата се очаква да започне през месец септември и да приключи до края на 2017 г.

По отношение подмяната на 2 броя силови Трансформатори 25 MVA с 40/50 MVA в п/ст „Раковски“, ЕСО ЕАД посочва, че към настоящия момент трансформаторите са подменени и са в експлоатация, както следва: трансформатор 1 е в експлоатация след изтекли 72-часови проби на 29.06.2017 г. и трансформатор 2 е в експлоатация след изтекли 72-часови проби на 10.08.2017 г. Резултатите от направените измервания и изчисления от „контролните дни“ за периода от месец януари 2015 г. до месец юли 2017 г. показват, че максималното потребление е 35 MW /действителна консумация/ и се достига вечерно време през зимния период. През деня, реалният товар, преминаващ през трансформаторите, е по малък, тъй като в мрежа СрН има присъединени ФЕЦ /8.8 MW инсталирана мощност/, които компенсират част от товара. Предвид размера на достигания максимален товар, разделна работа с два трансформатора 40/50 MVA, според характера на товара (битов и промишлен) и режима на неутралата, е необоснована от гледна точка на технологичните загуби и според ЕСО ЕАД не касае Плана за развитие на електропреносната мрежа.

2. Район Стара Загора:

По отношение изграждането на нов кабел 110 kV „Кипарис“ между п/ст „Траяна“ и п/ст „Стара Загора“, ЕСО ЕАД посочва, че за изграждането на кабела има избран изпълнител за извършване на строително-монтажните работи. Операторът предвижда дейностите по изграждане на линията да приключат през януари 2018 г. съгласно одобрен линеен график. Изграждането на изводните полета в п/ст „Загорка“ и п/ст „Траяна“ е приключено.

3. Район Бургас:

ЕСО ЕАД посочва, че предвидените в плана дейности във връзка с изграждане на нов ЕП 110 kV за присъединяване на п/ст „Обзор“ към ЕП „Емона“ са свързани със завършване на процедурата по придобиване на вещни права и учредено право на строеж и сервитут за стъпките на стълбовете. За изграждане на подстанция „Обзор“ има терен, върху който е изградена командно-технологична сграда.

Дружеството посочва, че предвидените в плана дейности във връзка с изграждане на нов ЕП 110 kV за присъединяване на п/ст „Поморие“ към ЕП „Ахелой“ и изграждане на п/ст „Поморие“, са свързани със завършване на процедурата по придобиване на вещни права и учредено право на строеж и сервитут за стъпките на стълбовете. Изграждането на п/ст. „Поморие“ 110/20kV е включено в „План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2013-2022 г.“, като въвеждането ѝ в експлоатация е било предвидено за 2018 г. В становището си ЕСО ЕАД отбелязва, че при подготовката на следващите десетгодишни планове „Електроразпределение Юг“ ЕАД не е заявило товари за присъединяване към новата п/ст „Поморие“ и е отказало съгласуването на Подробен парцеларен план за охраняващите електропроводи 110 kV за бъдещата п/ст „Поморие“.

Във връзка с п/ст „Хелиос“ – подмяна силов Трансформатор 25 MVA с 40/50 MVA, ЕСО ЕАД пояснява, че към настоящия момент Трансформатор 1 е в експлоатация след изтекли 72-часови проби на 07.04.2017 г.

4. Район Хасково:

ЕСО ЕАД посочва, че работният проект за реконструкцията на ЕП 110 kV „Даладжа“ е приет на 23.06.2017 г. от технически съвет. Подготвя се документация за провеждане на процедура по избор на изпълнител. Дружеството очаква стартиране на строително монтажните работи през пролетта на 2018 г. За реконструкцията на ОРУ 110 kV в п/ст „Ардино“ е изготвен идеен проект.

Операторът на електропреносната мрежа пояснява, че плана на ЕСО ЕАД няма предвидено развитие на мрежа 110kV, с цел пренос на електроенергия между съседни държави. На територията на „Електроразпределение Юг“ ЕАД няма електропроводи 110 kV, използвани за пренос на електрическа енергия между съседни държави. ЕСО ЕАД счита, че мрежа 110kV е част от електропреносната мрежа и не може да се разглежда на отделни части за нуждите само на отделните електроразпределителни дружества. ЕСО ЕАД посочва, че голяма част от клиентите имат възможност за захранване само от една подстанция и при аварийна ситуация или ремонтна схема, не могат да бъдат захранени от съседна подстанция на ЕСО ЕАД, в която има свободна трансформаторна мощност.

С писмо с вх. № Е-13-62-82 от 25.08.2017 г. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е представило предложения за включване на допълнителни обекти за изграждане и реконструкция в Десетгодишния план за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2017 - 2026 г. Електроразпределителното дружество предлага в частта „Реконструкция на съществуващи обекти и изграждането на нови до 2026 г., съгласно инвестиционната програма на ЕСО ЕАД“ да се добавят следните обекти:

1. Район „София град“: подстанция „Връбница“ - разширение на Уредба 10 kV – очакван период за изпълнение 2020 г.; подстанция „Искър Индустрия“ - разширение на уредба 20 kV – очакван период за изпълнение 2019 г.; подстанция „Красно село“ - разширение на уредба 20 kV и уредба 10 kV – очакван период за изпълнение 2021 г.; подстанция „Княжево“ - разширение на уредба 20 kV – очакван период за изпълнение 2021 г.; подстанция „Димитър Димитров“ - разширение на уредба 10 kV и Уредба 20 kV – очакван период за изпълнение 2021 г. В становището си „ЧЕЗ Разпределение България“ АД посочва, че разширенията на разпределителните уредби Ср.Н. се предвиждат във връзка с постъпващи в дружеството информации и искания от клиенти за нови мощности и развитие на нови зони с жилищно и стопанско предназначение в съответните квартали на гр. София;

2. Район „София Област“: подстанция 110/20 kV „Ихтиман“ - изграждане на нова подстанция 110/20 kV на мястото на п/ст. „ЧЛК Ихтиман“, очакван период за изпълнение 2020 г. с цел е решаване на проблемите с електрозахранването на клиентите на територията на Община Ихтиман; подстанция 110/20 kV „Верила“, изграждане на втора електропроводна връзка на 110 kV, с очакван период за изпълнение 2021 г., с цел да се подобри надеждността и сигурността на захранването на промишлените зони в района; подстанция 110/20 kV „Яна“ - изграждане на втора електропроводна връзка на 110 kV, с очакван период за изпълнение 2019 г., с цел да се подобри надеждността и сигурността на захранването на промишлените зони в района, както и да се присъединят нарастващия брой клиенти в Район „Кремиковци“; подстанция 110/20 kV „Костинброд“ - разширение на уредба 20 kV, с очакван период за изпълнение 2020 г., тъй като в ЗРУ 20 kV липсват свободни килии и в района се оформят няколко промишлени зони, за които са необходими допълнителни съоръжения;

3. Район „Благоевград“ - подстанция 110/20 kV „Кресна“ – разширение на уредба 20 kV очакван период за изпълнение 2020 г. В ЗРУ 20 kV липсват свободни килии и в района постъпват искания за нови мощности, за които са необходими допълнителни съоръжения;

4. Район „Монтана“ - подстанция 110/20/6 kV „Роман“ – монтиране на 2 бр. нови трансформатори 25 MVA 110/20/6 kV и реконструкция на ЗРУ 20 kV, очакван период за изпълнение 2018 г.

С оглед подобряване сигурността и качеството на снабдяване на клиентите на територията на Община Роман, се предвижда присъединяване на съществуващите ЕП 20 kV към п/ст „Роман“. Дружеството счита, че направените по-горе предложения са изготвени на база реални анализи и необходимост от развитие на електрическите мрежи и следва да бъдат включени в Плана за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017 - 2026 г.

Във връзка с направените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД предложения, ЕСО ЕАД е дало следните разяснения:

При разглеждане на предложенията за разширение на разпределителни уредби СрН в Район София град и Район Благоевград, трябва да се има предвид инсталираната трансформаторна мощност в обектите. Резултатите от разгледаните възможни режими на работа на електропреносната мрежа в районите с използване на съществуващата предоставена на електроразпределителното дружество трансформаторна мощност показват, че не се налага развитие на преносната мрежа, с изключение на заложената реконструкция на ЕП 110kV „Панорама“. Отбелязано е също, че предложените за разширение уредби разполагат със свободни изводни полета. За да се планират необходимите дейности от страна на ЕСО ЕАД за развитие на преносната електрическа мрежа, е необходимо прецизиране от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД на исканията за разширение на уредби средно напрежение в посочените подстанции и мощностите, които ще се присъединяват към тях.

При разглеждане на предложенията за развитие на електропреносната мрежа, изграждането на нова подстанция „Ихтиман“ е посочено в таблица 10.2. от плана. Подстанция „Верила“ е разпределителна подстанция 110/20kV /бивша заводска подстанция/, придобита от електроразпределителното дружество и присъединена с един директен ЕП 110kV „Бариево“ от п/ст „Казичене“. ЕП 110kV „Бариево“ е формиран след реконструкция на ЕП 110kV „Гълъбец“, който преди реконструкцията работи в паралел между п/ст „Казичене“ и п/ст „Челопеч“, а п/ст „Верила“ е присъединена на „сляпо“ отклонение. След реконструкцията отпада един участък от него, рехабилитиран е участъка от п/ст „Казичене“ до п/ст „Верила“ и е изграден нов участък от п/ст „Столник“ до тягова п/т „Столник“, като се формира нов ЕП 110kV „Експрес-Гълъбец“, работещ в паралел между п/ст „Столник“ и п/ст „Челопеч“. ЕП 110kV „Бариево“ остава лъчист ЕП от п/ст „Казичене“ и е собственост на ЕСО ЕАД. ЕСО ЕАД не възнамерява да извършва паралелна работа и транзит на електрическа енергия през шините на п/ст „Верила“. Според ЕСО, осигуряване на второ захранване на п/ст „Верила“ е свързано с развитие на разпределителната мрежа.

В становището си ЕСО ЕАД посочва, че п/ст „Яна“ е разпределителна подстанция 110/20kV, собственост на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД. Присъединена е към преносната електрическа мрежа от шини 110kV на системна п/ст „Столник“, чрез ЕП 110kV „Калиман“, собственост на електроразпределителното дружество. ЕСО ЕАД не възнамерява да извършва паралелна работа и транзит на електроенергия през шините на п/ст „Яна“. Дружеството счита, че осигуряване второ захранване на п/ст „Яна“ е свързано с развитие на разпределителната мрежа.

Във връзка с постъпило искане за проучване на условията за присъединяване на обекти, собственост на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, към РУ 20 kV на п/ст 110/20/6,3 kV „Роман“, ЕСО ЕАД е извършило проучване и е предоставило становище по отношение на условията и начина на присъединяване. Към момента няма сключен предварителен договор. ЕСО ЕАД предвижда да включи обекта в Десетгодишния план за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2018-2027 г.

„Ей И Ес Марица Изток I Сървисиз“ ЕООД е предоставило становище с вх. № Е-13-13-7 от 23.08.017 г. за включване на проекти от иновативен характер, въвеждане на системите за съхранение на енергия. В становището си дружеството посочва, че представеният от Европейската комисия пакет „Чиста енергия за всички европейци“ съдържа в основната си част предложения за подобряване на енергийната ефективност, увеличаване на използването на възобновяема енергия, реформиране на Европейския енергиен пазар и др.

С писмо с вх. № Е-13-41-83 от 07.09.2017 г. операторът на електропреносната мрежа посочва, че ЕСО ЕАД следва в своята компетентност европейските политики, спомагащи за балансиране на ЕЕС, а именно презграничното споделяне на резервни мощности и/или координирано взаимно компенсиране на системните небаланси, които са в съответствие с правилата за балансиране на ENTSO-E. Създаването на общ регионален контролен блок за централизирано оперативно управление с цел интегриране на възобновяемите източници гарантира също сигурността на обединените ЕЕС на по-високо йерархично ниво. Обединението на регионално ниво на електроенергийните пазари повишава сигурността на доставките, тъй като от една страна пазарните участници имат възможността да оптимизират своето енергийно портфолио в рамките на деня, а от друга - операторът на ЕЕС може да ползва регионалния балансиращ пазар в реално време. Краткосрочната цел на ЕСО ЕАД в тази насока е въвеждането на пазара в рамките на деня (intraday).

С писмо с вх. № Е-04-00-86 от 22.08.2017 г. е постъпило становище от Институт за ядрени изследвания и ядрена енергетика (ИЯИЯЕ) към Българска академия на науките. В становището се съдържа анализ на Десетгодишния план в цялост и са направени следните конкретни забележки. ИЯИЯЕ посочва, че се са посочени разграничено всички инвестиции, за които вече е взето решение, и новите инвестиции, които трябва да бъдат направени през следващите три години (чл. 81, ал.1, т.2 от ЗЕ); няма изготвени, предоставени и приети от министъра на енергетиката средносрочни и дългосрочни общи прогнозни енергийни баланси на страната в съответствие с приетата стратегия и съгласно изискванията на чл. 4, ал. 2, т. 2 от ЗЕ; не е приложен списък на стратегическите обекти от национално значение в енергетиката съгласно изискванията на чл. 4, ал. 2, т. 3 от ЗЕ; не е приложена заповед със задължителни показатели за степента на надеждност на снабдяването с електрическа енергия, както и мерки за покриването им, съгласно изискванията на чл. 4, ал. 2, т. 4 от ЗЕ; няма опис на необходимите за задоволяване нуждите на страната източници, включително нови производствени мощности и междусистемни електропроводи, които да служат за основа на плана за развитие на мрежата съгласно чл. 9, ал. 2, т. 5 и чл. 81г от ЗЕ; няма позоваване на анализ на националния потенциал за високоефективно комбинирано производство и оценка на постигнатия напредък от увеличаване дела на високоефективното комбинирано производство в брутното потребление на електрическа енергия, изискван съгласно чл. 4, ал. 2, т. 11 от ЗЕ; няма позоваване на бюлетин, нито на мерки за сигурност на енергетиката, включващ и наблюдение върху сигурността на снабдяването, съгласно чл. 4, ал. 2, т. 17 от ЗЕ; няма споменаване или позоваване на Националния план за инвестиции за периода 2013 - 2020, за които възникват задължения съгласно този план, съгласно изискванията на чл. 4, ал. 2, т.18г от ЗЕ; няма приложени и цитирани планове, изисквани съгласно чл. 9, ал. 1, т.1 и предоставяни съгласно чл. 9, ал. 2 от ЗЕ; няма технико-икономически, финансов и екологичен анализ и варианти за енергоспестяване изисквани

съгласно чл. 9, ал. 2, изречение второ от ЗЕ; няма позоваване или цитиране на оценка на Комисията за енергийно и водно регулиране в резултат от контрола по изпълнението на инвестиционните планове на оператора на електропреносната мрежа, съгласно чл. 21, ал. 1, т. 30 от ЗЕ. ИЯИЯЕ твърди също, че не просто е осигурен дълготрайният капацитет на мрежата с цел покриване в разумни граници търсенето и гарантиране сигурността на доставките според изискването на чл. 86, ал. 3, т. 4 от ЗЕ, а е осигурен повече от двоен капацитет. Според ИЯИЯЕ, не е изяснено, че събираните от независимия преносен оператор приходи от достъп и пренос през мрежите осигуряват достатъчна доходност от активите на мрежата и от новите инвестиции в нея съгласно изискването на чл. 21, ал. 4, т. 5 от ЗЕ. Повечето от предложените нови електропроводи или изменения на съществуващата мрежа са неаргументирани, безперспективни и най-вече икономически неефективни. ИЯИЯЕ счита, че предопределеността на ограничаването на въглищните централи изисква незабавно спиране на всякакви разходи по проектиране, подготовка и строителство на нови електропроводи в района на „Марица изток“ и другите въглищни електроцентрали.

Във връзка с гореизложеното становище, операторът на електропреносната мрежа е дал разяснения с писмо с вх. № Е-13-62-82 от 04.09.2017 г. В становището си ЕСО ЕАД посочва, че е собственик на електропреносната мрежа, като поддържа и същевременно управлява цялата ЕЕС на България. В тази връзка операторът посочва, че разполага с цялата актуална информация и данни за работата на електропреносната мрежа и електрическите централи от системно значение, многогодишен архив и прогнози за обезпечаване на енергийния и мощностния баланс на страната, информация за състоянието и бъдещото развитие на преносните мрежи в континентална Европа, очаквани междусистемни обмени. В този смисъл, единствено операторът на електропреносната мрежа има техническата компетенция за изготвяне на плана за развитие на електропреносната мрежа. В становището си ЕСО ЕАД посочва също, че десетгодишните планове за развитието на електропреносната мрежа са хармонизирани с десетгодишните планове на ENTSO-E и действащите национални и европейски нормативни документи и кодекси. Направена е технико-икономическа оценка във връзка с включването на обектите в плана и има решение на технически съвет от експертите на дружеството.

Според ЕСО ЕАД, съдържанието на Десетгодишния план отговаря изцяло на изискванията, посочени в глава втора, раздел три от Правилата за управление на електроенергийната система и Планът не следва да бъде объркваан с „Енергийната стратегия на България“ като основополагащ документ на националната енергийна политика.

Комисията приема за основателни изложените от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД мотивирани аргументи и предоставената информация във връзка постъпилите предложения и становища по обсъждане на „План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026 г.“.

В писмо с вх. № Е-13-62-82 от 15.09.2017 г. Българска търговско-промишлена палата (БТПП) е изразила становище, че в изготвения проект на план се съдържат адекватни цели за развитието на електрическата мрежа на територията на страната и се предвиждат добри механизми за постигането на тези цели. БТПП отправя предложение за обсъждане на включването на конкретни мерки, стъпки и действия за насърчаване изграждането на малки газови мощности в различните райони на страната, което според БТПП ще съдейства за създаването на истински конкурентен пазар. Въвеждането на насърчителни мерки може да се осъществи чрез законодателни изменения, с които частните инвеститори да бъдат стимулират да изградят подобни мощности, което от своя страна може да доведе до намаляване размера на необходимите инвестиции за пълна промяна на електропреносната мрежа по места. БТПП предлага конкретни насърчителни мерки за участието на големите промишлени потребители като доставчици на третичен

резерв чрез механизма на пазара на балансираща енергия; въвеждане на стимулиращи мерки за изграждането на малки ВЕИ мощности за собствени нужди на домакинствата, сградите и предприятията, както и изграждането на малки местни инсталации за съхранение на електроенергия. В тази връзка е посочено, че подобни практики съществуват в Германия, като по този начин се спестяват инвестиции в инфраструктурата, позволява се лесно управление и гъвкавост, както и намаляване на разходите за пренос, достъп и баланс в цената на потребителя. БТПП предлага също превръщането на съществуващата инфраструктура в интелигентна електрическа мрежа - т.нар. SmartGrid, на ниво на инфраструктурата на ЕСО ЕАД, което предполага предвиждане на средства за закупуване и въвеждане на съответните софтуерни решения, както и подмяне на остарялата хардуерна база. По отношение възможността за използване на средства по „План за инвестиции на Европа”, т.нар. „План Юнкер”, БТПП посочва, че по този начин би се спомогнало намирането на финансиране на проекти на малките и средни компании, които да инвестират в мощности и съоръжение за подобряване на натоварването на електропреносната мрежа.

Направените от БТПП принципни предложения за насърчаване изграждането и използването на малки газови централи и малки ВЕИ мощности за собствени нужди не са приложими по отношение на Плана за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026 г. По отношение на предложението за насърчителни мерки за участието на големите промишлени потребители като доставчици на третичен резерв чрез механизма на пазара на балансираща енергия, следва да се има предвид, че същото не касае предмета на настоящото административно производство, а тези обществени отношения са уредени в Правилата за търговия с електрическа енергия. Във връзка с предложението на БТПП за превръщането на съществуващата инфраструктура в интелигентна електрическа мрежа (Smart Grid) на ниво на инфраструктурата на ЕСО ЕАД, следва да се има предвид, че към настоящия момент, преносната електрическа мрежа на България изпълнява изискванията на ENTSO-E, като концепцията на интелигентните преносни мрежи се изгражда от „Research & Development Plan Committee”, в който има представители и на ЕСО ЕАД. По отношение на предложението на БТПП за използване на средства по „План за инвестиции на Европа”, т.нар. „План Юнкер”, ЕСО ЕАД взима самостоятелно управленски решения, свързани с финансирането на своята инвестиционна дейност.

„Електроенергиен системен оператор” ЕАД изразява готовност да извърши консултации на експертно ниво с всички заинтересовани ползватели на електропреносната мрежа, с цел коригиране на пропуски в настоящия Десетгодишен план, в следващия Десетгодишен план за периода 2018-2027 г., подготовката на който ще започне в края на месец ноември 2017 г.

С оглед горното, след проучване на необходимостта от инвестиции, Комисията приема, че представеният от независимия преносен оператор План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026 г. обхваща всички нужди от инвестиции, както и че същият е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз. Планът е изготвен при съобразяване с наличната информация за предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмяна с други държави, като са взети предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз.

Изказвания по т.2:

Докладва М. Трифонов. На закрито заседание, проведено на 04.08.2017 г., е приет доклад по заявление на ЕСО ЕАД за одобрение на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026 г. На 10.08.2017 г. е проведено

обществено обсъждане. Постъпили са становища по доклада и Плана от Института за ядрени изследвания и ядрена енергетика към БАН, „Ей И Ес Марица Изток I Сървисиз“ ЕООД, „Електроразпределение Юг“ ЕАД, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и Българска търговско-промишлена палата. Становищата са описани подробно в доклада. ЕСО ЕАД изразява готовност да извърши консултации на експертно ниво с всички заинтересовани ползватели на електропреносната мрежа, с цел коригиране на пропуски в настоящия Десетгодишен план, в следващия Десетгодишен план за периода 2018-2027 г.

С оглед горното и след проучване на необходимостта от инвестиции, работната група предлага на Комисията да приеме представения от независимия преносен оператор План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026 г. Според работната група този план обхваща всички нужди от инвестиции, както и че същият е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз. Планът е изготвен при съобразяване с наличната информация за предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, като са взети предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз. Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 3, т. 8 и чл. 81г от Закона за енергетиката, чл. 112 и чл. 113 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага КЕВР да одобри План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026 г. на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД.

И. Н. Иванов уточни, че план за строителството на АЕЦ Белене не е включен в този План, тъй като няма такова решение за строителство.

М. Трифонов потвърди, че в този План не е включен план за строителството на АЕЦ Белене.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение, прочетен от М. Трифонов от името на работната група.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 3, т. 8 и чл. 81г от Закона за енергетиката, чл. 112 и чл. 113 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026 г. на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Георги Златев, Евгения Хаританова и Димитър Кочков.

Решението е взето с **пет гласа „за“**, от които **два гласа** (Георги Златев и Евгения Хаританова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1 както следва:

1. Приема доклад относно Проект на Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване, предложени от „Булгартрансгаз“ ЕАД;

2. Одобрява Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване;

3. Процедурите за управление на претоварването в случай на договорно претоварване да бъдат изпратени за обнародване в „Държавен вестник“.

По т.2 както следва:

Одобрява План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026 г. на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-619 от 19.09.2017 г. относно: одобрение на Процедури за управление на претоварването в случай на договорно претоварване, предложени от „Булгартрансгаз“ ЕАД.

2. Решение на КЕВР № ДПРМ-2/25.09.2017 г. - одобряване на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017 г. – 2026 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(С. Тодорова)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

.....
(Д. Кочков)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:

(А. Фикова - главен експерт)