

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

СОФИЯ, 2017

СЪДЪРЖАНИЕ

1. ВЪВЕДЕНИЕ.....	3
2. АНАЛИЗ И ПРОГНОЗА ЗА РАЗВИТИЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ... 	4
3. АНАЛИЗ НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....	7
3.1. ИНВЕСТИЦИОННИ ПРОЕКТИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ С ПРИОРИТЕТНО ПРОИЗВОДСТВО.....	8
3.2. НОВИ И РЕХАБИЛИТИРАНИ КОНВЕНЦИОНАЛНИ МОЩНОСТИ	9
4. ПРОГНОЗНИ МОЩНОСТНИ И ЕНЕРГИЙНИ БАЛАНСИ	10
5. ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА УПРАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ ГЪВКАВОСТТА НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....	14
5.1. БАЗОВИ МОЩНОСТИ	14
5.2. МОЩНОСТИ С ПРИОРИТЕТНО ПРОИЗВОДСТВО	14
5.3. БАЛАНСИРАЩИ И РЕЗЕРВИРАЩИ МОЩНОСТИ	15
5.4. РЕГУЛИРАЩИ МОЩНОСТИ	15
6. РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....	17
6.1. ПЛАНИРАНЕ НА РАЗВИТИЕТО НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА	17
6.2. ПРИНЦИПИ ПРИ ИЗСЛЕДВАНЕ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО И НИВАТА НА НАПРЕЖЕНИЯТА.....	19
6.3. ИЗХОДНИ ДАННИ ЗА ПОДГОТОВКА НА ИЗЧИСЛИТЕЛНИТЕ МОДЕЛИ	20
6.4. АНАЛИЗ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО В ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА.....	20
6.5. ХАРАКТЕРНИ ОСОБЕНОСТИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА ПО РАЙОНИ.....	22
7. НИВА НА ТОКОВЕТЕ НА КЪСИ СЪЕДИНЕНИЯ.....	29
7.1. Т.К.С. В МАКСИМАЛЕН РЕЖИМ ЗА НАЧАЛОТО И КРАЯ НА ПЛАНОВИЯ ПЕРИОД	29
7.2. КРАТКО ОПИСАНИЕ НА ЕЕС ЗА 2017Г.....	32
7.3. КРАТКО ОПИСАНИЕ НА ЕЕС ЗА 2026Г.....	32
7.4. АНАЛИЗ НА РЕЗУЛТАТИТЕ И ПРЕПОРЪКИ.....	33
8. РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА И НА АСДУ.....	36
8.1. РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА	36
8.2. РАЗВИТИЕ НА АСДУ	36
9. УПРАВЛЕНИЕ НА ОБЕКТИ ОТ ЕЕС, БЕЗ ПОСТОЯНЕН ДЕЖУРЕН ПЕРСОНАЛ	39
10. ОЦЕНКА НА НЕОБХОДИМИТЕ ИНВЕСТИЦИИ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПЛАН ..	41
10.1. ОСНОВНИ ОБЕКТИ ОТ ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА, КОИТО ТРЯБВА ДА БЪДАТ РЕКОНСТРУИРАНИ ИЛИ ПОСТРОЕНИ НОВИ ДО 2026Г., ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА КРИТЕРИИТЕ ЗА СИГУРНОСТ НА ЕЕС.....	41
10.2. РЕКОНСТРУКЦИЯ НА СЪЩЕСТВУВАЩИ ОБЕКТИ И ИЗГРАЖДАНЕТО НА НОВИ ДО 2026Г., СЪГЛАСНО ИНВЕСТИЦИОННАТА ПРОГРАМА НА ЕСО	44
10.3. НЕОБХОДИМИ ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ПЛАНА	50
10.4. РАЗВИТИЕ НА РЕЛЕЙНИТЕ ЗАЩИТИ.....	51
ЗАКЛЮЧЕНИЯ.....	54

1. Въведение

Десетгодишният план за развитие на електропреносната мрежа на България е разработен съгласно чл.81г от Закона за енергетиката и глава втора, раздел три от Правилата за управление на ЕЕС (ПУЕЕС), като е съобразен с изискванията на Европейската организация на операторите на електропреносни системи (ENTSO-E).

Десетгодишният план за развитие съдържа основната инфраструктура за пренос на електроенергия, 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 електроснабдяването.

Планът за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2017 - 2026г. е разработен от колектив специалисти на ЕСО.

Десетгодишният план съдържа следната основна информация:

- анализ на потреблението на електрическа енергия в електроенергийната система (ЕЕС) на България и прогноза за развитие на електрическите товари до 2026г.;
- анализ на производствените мощности в ЕЕС на България, включително от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ);
- 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 400kV, 220kV и 110kV 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 се определя 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, 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 електроенергийната система.

Десетгодишният план определя развитието на преносната електрическа мрежа 400kV, 220kV и 110kV на ЕЕС на България до 2026г., 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;
- жизненост на пазара на електрическа енергия.

Изложените в разработката прогнози за развитие на електрическите товари и производствени мощности са направени, чрез използването на съвременни методи на прогнозиране. Използвана е информация за развитие на електропотреблението и производствените мощности, предоставена от електроразпределителните и електропроизводствените дружества.

2. Анализ и прогноза за развитие на потреблението на електрическа енергия

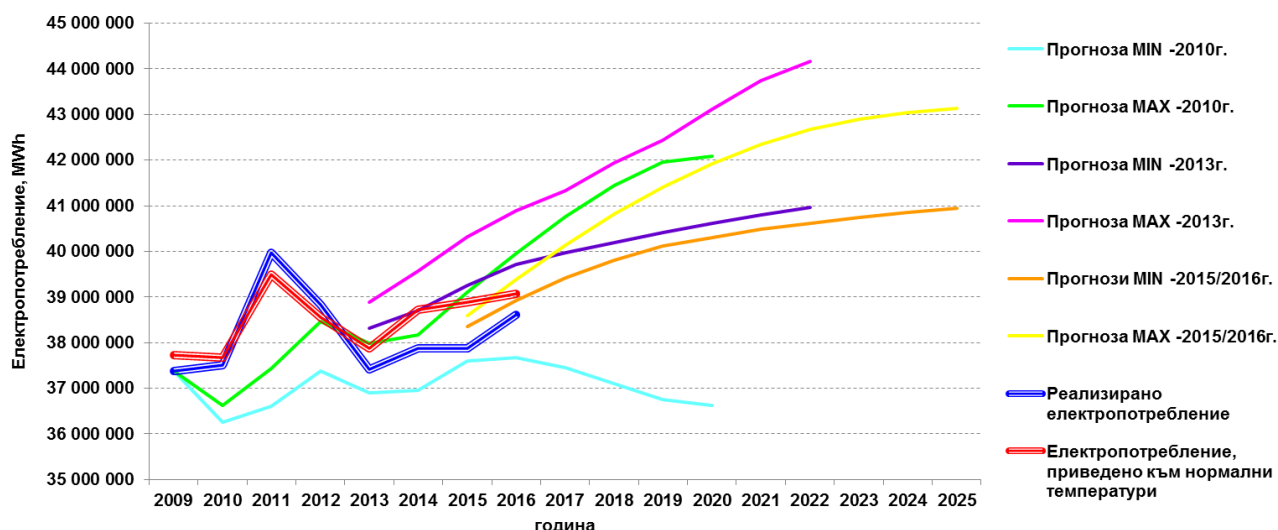
От 2008г., количеството и структурата на потребената в страната електроенергия се промени под влиянието на финансово-икономическата криза. Почти всички сектори от индустрията реализираха спад в дейността си, а някои отделни производства или дейности бяха напълно прекратени. Анализът на електропотреблението на отделните предприятия показва, че общото намаление на електропотреблението в индустрията достигна до 30% за някои месеци. Най-голямо бе намалението в секторите: черна и цветна металургия, химическа промишленост, добивна промишленост и др. Относително по-малко бе намалението на електропотреблението в домакинствата, селското стопанство и транспорта. Възстановяването от кризата през следващите години бе обусловено от икономическия потенциал на страната (кадрови, ресурсен и логистичен) в контекста на общия конкурентен европейски пазар. В същото време провежданите политики за енергийна ефективност (саниране, енергоспестяващи електроуреди и цели производства и т.н.) и навлизането на нови технологии създадоха микс от фактори влияещ по различен начин върху електропотреблението в страната, което затруднява в значителна степен определянето на корелационните зависимости. Следва да се отбележи, че не се открива еластичност между цената на електроенергията и нейното електропотребление. На практика през последните години не се наблюдават ясно определени тенденции в брутното електропотребление, дори то да бъде приведено към нормални средномесечни температури (Фиг.2.1.).

В контекста на изложеното до тук бе възложено на научните среди в страната да се направи анализ на електропотреблението в страната и да се определят корелационните му зависимости с потенциалните влияещи фактори. На база на тези зависимости и разиграването на различни сценарии за развитието на влияещите фактори бе направена прогноза за развитие на брутното електропотребление в страната. В допълнение бе направена съпоставка на тази прогноза с прогнозите на Европейската комисия до 2050 година и на Агенцията за устойчиво енергийно развитие, като се отчете и опита от последните години (Фиг.2.2.). Последното показва, че електропотреблението варира в най-тесните граници между минималната прогноза от 2013г. и минималната прогноза от 2010г., а максималните прогнози от всички години са далеч от реализацията и проектния ѝ тренд.

Фигура 2.1: Брутно електропотребление на България за периода 2007-2016г.



Фигура 2.2: Резултатна картина от прогнозите на ЕСО



На база на гореизложеното са приетите два основни сценария за развитие на електропотреблението: максимален и минимален, които са показани на Таблица 2.1 и на Фигура 2.3.

Таблица 2.1: Прогноза за развитие на брутното електропотребление, в MWh

Сценарий/година	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Максимален	38 970 000	39 180 000	39 370 000	39 560 000	39 730 000	39 890 000	40 040 000	40 170 000	40 300 000	40 410 000
Минимален	38 270 000	38 150 000	38 110 000	38 110 000	38 150 000	38 190 000	38 230 000	38 250 000	38 220 000	38 130 000

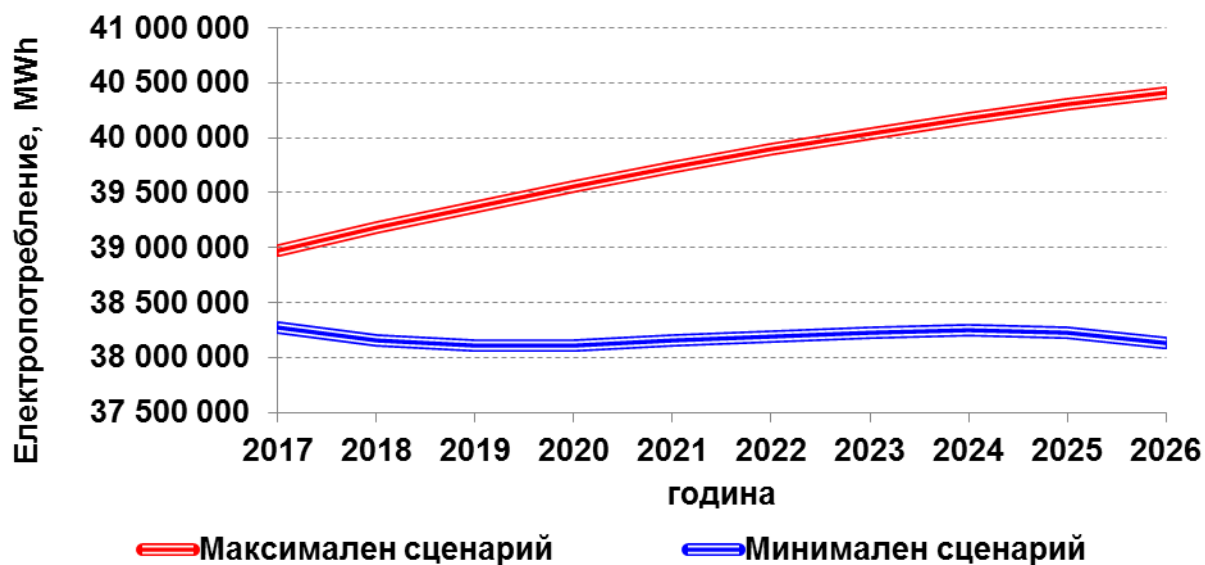
Максимален сценарий

Този сценарий за брутното електропотребление съвпада с тренда на референтния такъв за крайното електропотребление в страната на Европейската комисия за периода 2015-2025г. През 2017г. се предвижда тенденция за увеличаване в електропотреблението от 2016 година, но с умерени темпове. Заложено е забавяне в прилагането на мерки за енергийна ефективност. Към 2026 година се очаква брутното потребление да достигне 40 410 000 MWh.

Минимален сценарий

При този сценарий е предвидено задържане на нивото на електропотреблението за целия период спрямо 2017г., поради по-интензивно прилагане на мерки за енергийна ефективност. През 2025 година брутното електропотребление достига 38 130 000 MWh.

Фигура 2.3: Прогноза за развитие на брутното електропотребление в страната



3. Анализ на производствените мощности

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България до 2026г. се основава на изразените от производствените дружества инвестиционни намерения и на „Програма за прилагане на директива 2001/80/ЕО, касаеща големите горивни инсталации”, приета от Министерски съвет с решение № 216/04.04.2003г., която е Приложение към договора за присъединяване на България към Европейския съюз.

Следва да се отбележи, че поради разминаване във времето изразените инвестиционни намерения от производствените дружества, ползващи въглища като първичен енергиен източник, не отчитат приемането от Европейския парламент на Референтен документ за най-добри налични техники за големи горивни инсталации. В тази връзка всяка бъдеща промяна на инвестиционни намерения ще бъде отразена в следващия десетгодишен план.

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България не включва хидроенергийните комплекси по река Дунав, които са класически, но едновременно попадат в групата на възобновяемите. Тяхното разглеждане изисква препроектиране, в съответствие с действащите природоопазващи и икономически критерии. Тези нови проекти трябва да са комплексни, което значи да включват едновременно проект за ВЕЦ, за водоплаване, за мостове и пътища, в т.ч. железопътни. Те трябва да са съвместно разработени и приети с румънската страна. Този процес е много неопределен и изисква много време, поради което не са предвидени такива работни мощности в настоящия план, въпреки че при умело организиране и провеждане на целия проектантски, съгласувателен и инвестиционен проект, към 2026г. е възможна поява на работещи съоръжения.

С решение на Народното събрание (Обн. ДВ. бр.28 от 6 Април 2012г.) и решение на Министерски съвет №250 от 29.03.2012г. година, е прекратено изграждането на ядрена централа на площадка "Белене", поради което такава мощност не е предвидена в настоящия план. Проекта с изграждане на 7^{-ми} реактор на площадката на АЕЦ „Козлодуй” при най-оптимистичната прогноза се очаква да влезе в редовна експлоатация след 2026 година, поради дългите съгласувателни процедури, които тепърва предстоят. Това се подкрепя и от прогнозата на Европейската комисия до 2050 година, в която допълнителна ядрена мощност в България се предвижда едва след 2035 година. Всичко това е насложено с неяснотите относно използването на оборудването за АЕЦ „Белене“. Поради изложените аргументи, вариант с нова ядрена мощност ще бъде взет в предвид при следващи обновявания на плана за развитие на електропреносната мрежа.

Съществуват също така и проекти за изграждане на нови конвенционални мощности в ТЕЦ и ВЕЦ.

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

Поради замразяване на проекта „Горна Арда” от страна на инвеститорите, същият не е разгледан в настоящия план, но при промяна на решението на инвеститорите ще бъде включен в следващите планове за развитие на електропреносната мрежа.

Гореизложената детерминираност в развитието на електропроизводствените мощности, предполага изготвянето на 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 ЗЕВИ, както и изграждане на заявените ко-генериращи мощности с приоритетно изкупуване на електроенергията;
- Изграждане на икономически ефективни малки ВЕИ по чл.24 от ЗЕВИ;
- Изграждане на икономически ефективни ВЕИ по чл.25 от ЗЕВИ, но извън обхвата на чл.24 от същия закон, които са способни да се конкурират за доставки на електроенергия на свободния пазар.

3.1. Инвестиционни проекти за изграждане на електроцентрали с приоритетно производство

Работната мощност на вятърните електрически централи (ВяЕЦ) и фотоволтаичните електрически централи (ФЕЦ) е в пряка зависимост от интензивността на вятъра и слънчевата радиация. Измененията в работната мощност от ВяЕЦ и ФЕЦ се компенсират чрез конвенционалните електрически централи. От гледна точка на изискванията за регулиране на обменните мощности на ЕЕС на България в електроенергийното обединение на ENTSO-E, възможностите на нашата ЕЕС да присъединява нови ВяЕЦ и ФЕЦ е ограничена и се определя от наличните към момента регулиращи мощности и разполагаемия диапазон за регулиране. Увеличеното количество ВЕИ ще предизвиква големи и внезапни промени в баланса производство-потребление на нашата ЕЕС и при недостатъчно регулиращи мощности, ще затрудни изпълнението на графици за обмен на електроенергия със съседните ЕЕС. Инсталираните към момента електроцентрали от ВЕИ не могат да предоставят на системния оператор допълнителни услуги (първично регулиране на честотата и вторично регулиране на честотата и обменните мощности) и не могат да участват в противоаварийното управление на ЕЕС и възстановяване на ЕЕС след тежки аварии. ФЕЦ не могат да участват в покриването на максималните зимни товари, които са вечер около 19-21ч., а ВяЕЦ произвеждат най-много електроенергия в периода 02-06ч., когато потреблението е най-ниско и има излишък от електроенергия в системата.

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.

ЕСО ЕАД се допита до инвеститорите във ВЕИ със сключени договори за присъединяване към електропреносната мрежа, относно потвърждаване на инвестиционните намерения и предприетите действия за реализацията. Към момента няма инвеститори, които да са предприели действия за реализацията на въпросните инвестиции. Следва да се отбележи, че през последните две години липсват и искания за присъединяване на нови мощности от ВЕИ.

Предвидените за въвеждане в експлоатация ВЕИ, в т.ч. съгласно сключените предварителни и окончателни договори за присъединяване са изложени в таблица

3.1. Към тези стойности, следва да се добавят и вече въведените в експлоатация ВЕИ, посочени в таблица 3.2.

От останалите централи с приоритетно производство, в Топлофикация София се предвижда поетапно изграждане на нови мощности на вече съществуващите площадки за ко-генерация и в ОЦ "Люлин", ОЦ "Земляне", и в други по-малки ВОЦ.

Таблица 3.1: Предвидени за присъединяване ВЕИ в електропреносната и електроразпределителните мрежи

Вид ВЕИ	година										Общо за периода до 2026 г.
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
ВяЕЦ, [MW]	50	40	70	120	80	70	50	30	20	15	545
ФЕЦ, [MWp]	185	46	8	92	19	27	35	38	25	20	495
ВЕЦ, [MW]	1	1	1	1	3	3	4	5	5	5	29
БиоЕЦ, [MWe]	4	4	4	4	5	6	6	7	5	5	50
ОБЩО:	240	91	83	217	107	106	95	80	55	45	1119

Таблица 3.2: Съществуващи ВЕИ към края на 2016 година в MW

ВЕЦ (без помпи)	2 337
Вятърни ЕЦ	701
Фотоволтаични ЕЦ	1 041
Биомаса и биогаз	66

3.2. Нови и рехабилитирани конвенционални мощности

През 2017-2018 година е предвидена реконструкция на генератори 9 и 10 в АЕЦ „Козлодуй“, в следствие на която, максималната работна активна мощност на всеки блок ще достигне 1100MW или общо 2200MW. Други конвенционални производствени мощности на този етап не са предвидени.

4. Прогнозни мощностни и енергийни баланси

За развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2026г., определящи се явяват мощностните и електроенергийните баланси при максималния вариант на прогнозата за развитие на електропотреблението.

Необходимо е да се отбележи, че на база статистиката, екстремални зимни товари се реализират вследствие наличие на много ниски температури, съчетани със силен вятър, т.е. в тези случаи ВяЕЦ подпомагат покриването на потреблението. По-критични за обезпечаването на електрическите товари през зимата са случаите, в които има много ниски температури, но без наличие на вятър, респ. ветрова генерация. Това създава както по-големи проблеми с овладяване на баланса между потреблението и генерацията, така и проблеми с поддържане на напреженията в североизточна България.

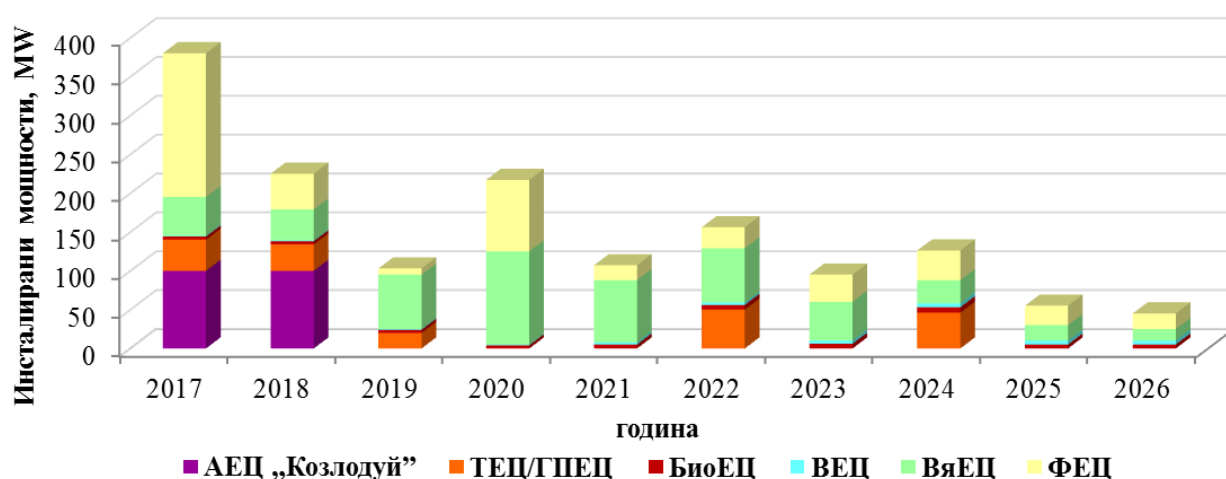
В плана е взет под внимание и прогнозния минимален пролетен товар, при който е проверена достатъчността на средствата за регулиране на напрежението.

Ако предвидените нови производствени мощности, в т.ч. измененията в топлофикационните централи и АЕЦ се обединят по основните видове централи, тяхното развитие е показано в Таблица 4.1 и на Фигура 4.1.

Таблица 4.1: Нови производствени мощности по видове източници

Вид/Година	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Всичко
АЕЦ „Козлодуй“	100	100	-	-	-	-	-	-	-	-	200
ТЕЦ	37	34	20	-	-	50	-	46	-	-	187
ВЕИ, в т.ч.	240	91	83	217	107	106	95	80	55	45	1119
ВЕЦ	1	1	1	1	3	3	4	5	5	5	29
ВяЕЦ	50	40	70	120	80	70	50	30	20	15	545
ФЕЦ	185	46	8	92	19	27	35	38	25	20	495
БиоЕЦ	4	4	4	4	5	6	6	7	5	5	50
Всичко	377	225	103	217	107	156	95	126	55	45	1506

Фигура 4.1: Нови производствени мощности по видове източници



За периода 2017-2026г. са планирани за изграждане общо 1 506 MW нови мощности, от които 1 119 MW ВЕИ (с изрядни договори, по чл.24 от ЗЕВИ).

Таблица 4.2: Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС на България, MW

Показател	Централа/година	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Разполагаема мощност	Марина Изток 1	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
	Марина Изток 2	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600
	Марина Изток 3	908	908	908	908	908	908	908	908	908	908
	Марина 3	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Русе - конд. част	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
	Бобов дол	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570
	АЕЦ Козлодуй	2 100	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200
	Общо големи ВЕЦ	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653
	Топлоф. ТЕЦ	400	400	410	410	410	460	460	506	506	506
Работна мощност	Зав. ТЕЦ	180	180	180	185	185	185	190	190	190	190
	Общо малки ВЕЦ	77	80	83	86	89	92	95	98	100	100
	Общо ВяЕЦ	152	160	198	208	218	230	244	258	265	266
	Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Общо Биомаса	49	56	63	70	77	84	91	98	100	101
	Общ системен резерв, в т.ч.:	2 275	2 284	2 292	2 312	2 321	2 331	2 339	2 346	2 351	2 355
Резерви	Първично регулиране	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	Вторично регулиране	335	344	352	372	381	391	399	406	411	415
	Бърз третичен резерв	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210
	Бавен третичен резерв	685	685	685	685	685	685	685	685	685	685
Вероятностна аварийност	213	216	216	216	216	216	216	216	216	216	
Разполагаема мощност за производство	7 101	7 207	7 257	7 262	7 273	7 335	7 356	7 419	7 425	7 423	
Максимален товар	7 100	7 170	7 220	7 280	7 320	7 360	7 400	7 440	7 480	7 520	
Възможен износ	1	37	37	0	0	0	0	0	0	0	
Необходимо активиране на бавен третичен резерв или внос за балансиране на ЕЕС	0	0	0	18	47	25	44	21	55	97	

Прогнозираните брутни баланси при максимални и екстремални зимни товари, са посочени съответно в Таблицы 4.2 и 4.3, а за максимални летни товари в Таблица 4.4. Те отразяват намеренията на производителите за извеждане на блокове от експлоатация, мощностите заангажирани за нормативно изискуемите резерви и вероятната аварийност в кондензационните централи. На база на статистическа информация са определени работните мощности на ко-генериращите мощности и на тези от ВЕИ, а също така са определени 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 3 години по реда на чл. 81 от ПУЕЕС.

Таблица 4.3: Прогнозен брутен мощностен баланс при екстремални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС на България, MW

Показател	Централа/година	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Разполагаема мощност	Марина Изток 1	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
	Марина Изток 2	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600
	Марина Изток 3	908	908	908	908	908	908	908	908	908	908
	Марина 3	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Русе - конд. част	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
	Бобов дол	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570
	АЕЦ Козлодуй	2 100	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200
	Общо големи ВЕЦ	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653
	Топлоф. ТЕЦ	415	415	425	425	425	475	475	521	521	521
Работна мощност	Зав. ТЕЦ	185	185	185	190	190	190	195	195	195	195
	Общо малки ВЕЦ	62	65	68	71	74	77	80	83	85	85
	Общо ВяЕЦ	162	170	208	218	228	240	254	268	275	276
	Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Общо Биомаса	49	56	63	70	77	84	91	98	100	101
	Общ системен резерв, в т.ч.:	2 283	2 292	2 300	2 320	2 330	2 339	2 347	2 354	2 359	2 363
Резерви	Първично регулиране	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	Вторично регулиране	343	352	360	380	390	399	407	414	419	423
	Бърз третичен резерв	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210
	Бавен третичен резерв	685	685	685	685	685	685	685	685	685	685
Вероятностна аварийност	213	216	216	216	216	216	216	216	216	216	
Разполагаема мощност за производство	7 108	7 214	7 264	7 269	7 279	7 342	7 363	7 426	7 432	7 430	
Абсолютен максимален товар	7 600	7 670	7 730	7 790	7 830	7 880	7 920	7 960	8 000	8 050	
Възможен износ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Необходимо активиране на бавен третичен резерв или внос за балансиране на ЕЕС	492	456	466	521	551	538	557	534	568	620	

Таблица 4.4: Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални летни товари (за работен ден) на ЕЕС на България, MW

Показател	Централа/година	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Разполагаема мощност	Марица Изток 1	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
	Марица Изток 2	1 428	1 428	1 428	1 428	1 428	1 428	1 428	1 428	1 428	1 428
	Марица Изток 3	681	681	681	681	681	681	681	681	681	681
	Марица 3	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Русе - конд. част	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
	Бобов дол	380	570	570	570	570	570	570	570	570	570
	АЕЦ Козлодуй	2 100	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200
	Общо големи ВЕЦ	1 857	1 857	1 857	1 857	1 857	1 857	1 857	1 857	1 857	1 857
	Общо ТЕЦ	195	195	200	200	200	225	225	248	248	248
Работна мощност	Зав. ТЕЦ	145	145	145	150	150	150	155	155	155	155
	Общо малки ВЕЦ	52	55	58	61	64	67	70	73	75	75
	Общо ВвЕЦ	80	80	10	20	90	90	20	30	100	100
	Общо ФЕЦ	830	870	870	940	950	970	990	1 020	1 040	1 050
	Общо Биомаса	49	56	63	70	77	84	91	98	100	101
	Общ системен резерв, в т.ч.:	2 042	2 052	2 061	2 086	2 097	2 108	2 118	2 126	2 132	2 136
	<i>Първично регулиране</i>	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
<i>Вторично регулиране</i>	327	337	346	371	382	393	403	411	417	421	
<i>Бърз третичен резерв</i>	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	
<i>Бавен третичен резерв</i>	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	
Вероятностна аварийност	199	202	202	202	202	202	202	202	202	202	
Разполагаема мощност за производство	6 456	6 783	6 719	6 789	6 868	6 912	6 867	6 932	7 020	7 027	
Максимален товар	4 675	4 745	4 795	4 855	4 895	4 935	4 975	5 015	5 055	5 095	
Възможен износ	1 781	2 038	1 924	1 934	1 973	1 977	1 892	1 917	1 965	1 932	
Необходимо активиране на бавен третичен резерв или внос за балансиране на ЕЕС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

При изготвяне на прогнозният електроенергиен баланс, е отчетена средногодишната използваемост на отделните типове централи (Таблица 4.5.). Самият прогнозен електроенергиен баланс е представен в Таблица 4.6.

Таблица 4.5: Средногодишна използваемост на типовете централи

тип централа	средногодишна използваемост, %
АЕЦ	85.0
КЕЦ	55.0
ТФЕЦ	35.0
Заводски ЕЦ	25.0
ВЕЦ	15.0
Фотоволтаични ЕЦ	15.0
Вятърни ЕЦ	22.5
Биомаса	45.0

Таблица 4.6: Прогнозен брутен електроенергиен баланс при максимална прогноза на потребление, MWh

Балансов показател/година	2 017	2 018	2 019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Разполагаемост за производство	Марица изток 1	4 370 948	4 370 948	3 633 647	3 646 941	4 370 948	4 370 948	3 988 644	4 001 938	4 370 948	4 370 948
	Марица изток 2	8 905 848	8 905 848	8 905 848	8 889 889	8 862 346	8 862 346	8 862 346	8 933 391	8 905 848	8 939 255
	Марица изток 3	5 544 994	5 544 994	5 544 994	5 561 391	5 544 994	5 544 994	5 544 994	5 561 391	5 544 994	5 544 994
	Марица 3 (Димитровград)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Русе - кондензационна част	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Бобов дол	1 961 933	1 961 933	1 961 933	1 968 180	1 961 933	1 961 933	1 961 933	1 968 180	1 961 933	1 961 933
	Общо КЕЦ	20 783 723	20 783 723	20 046 422	20 066 401	20 740 220	20 740 220	20 357 917	20 464 902	20 783 726	20 817 131
	Общо топлофикационни ЕЦ	2 420 000	2 445 000	2 470 000	2 495 000	2 520 000	2 545 000	2 570 000	2 595 000	2 620 000	2 645 000
	Общо заводски ЕЦ	1 313 200	1 413 200	1 513 200	1 614 880	1 713 200	1 713 200	1 763 200	1 764 880	1 763 200	1 763 200
	ОБЩО ТЕЦ	24 516 923	24 641 923	24 029 622	24 176 281	24 973 420	24 998 420	24 691 117	24 824 782	25 166 926	25 225 332
	АЕЦ Козлодуй	16 634 957	16 634 957	16 634 957	16 686 941	16 634 957	16 634 957	16 634 957	16 686 941	16 634 957	16 634 957
	ВЕЦ и ПАВЕЦ НЕК	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000
	ВЕЦ извън НЕК	881 800	883 800	885 800	887 800	893 800	899 800	905 800	911 800	921 800	931 800
	Други ВЕЦ, в т.ч.:	3 463 000	3 621 000	3 786 000	4 169 000	4 374 000	4 572 000	4 742 000	4 880 000	4 973 000	5 048 000
	<i>ВвЕЦ</i>	1 503 000	1 583 000	1 723 000	1 963 000	2 123 000	2 263 000	2 363 000	2 423 000	2 463 000	2 493 000
	<i>ФЕЦ</i>	1 717 000	1 781 000	1 792 000	1 921 000	1 948 000	1 985 000	2 034 000	2 088 000	2 123 000	2 151 000
	<i>Биомаса</i>	243 000	257 000	271 000	285 000	303 000	324 000	345 000	369 000	387 000	404 000
Брутна разполагаемост за производство	47 896 679	48 181 679	47 736 379	48 320 022	49 276 177	49 505 177	49 373 875	49 703 525	50 096 685	50 240 093	
Прогнозирано потребление	38 970 000	39 180 000	39 370 000	39 560 000	39 730 000	39 890 000	40 040 000	40 170 000	40 300 000	40 410 000	
Остатъчна разполагаемост за производство	8 926 679	9 001 679	8 366 379	8 760 022	9 546 177	9 615 177	9 333 875	9 533 525	9 796 685	9 830 093	

Поради наличието на достатъчно производствени мощности до 2026г. не се очакват затруднения в електроснабдяването на страната при нормални метеорологични условия и при нормална аварийност. В страната ще има остатъчна разполагаемост за производство от 8 350 000 до 9 850 000 TWh годишно или около 20% от разполагаемите мощности. Трябва да се има в предвид, че това се дължи основно на прираста на ВЕИ. Мощностните баланси показват драстична диспропорция при

възможностите за покриване на вътрешното потребление и евентуален износ на електроенергия. Последното не само е невъзможно при екстремални зимни условия, но предполага активиране на бавния третичен резерв и/или внос на електроенергия. Още по-утежнена се явява ситуацията при съчетаването на продължителни екстремални зимни условия, изчерпан първичен енергиен ресурс и завишена аварийност при електропроизводствените мощности, каквато бе ситуацията през януари 2017 година. В такива случаи е необходимо да се потърсят възможностите на отзивчиви 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 електроенергия 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 ВЕИ. В тази връзка, реализацията на тази остатъчна разполагаемост за производство като износ може да се осъществи при наличието на добри прогнози за почасовото електропроизводство от ВЕИ и прилагането на експертни икономически стратегии при участие на местните производители на регионалните електроенергийни пазари. В противен случай, не само няма да се реализира възможния износ, но при по-конкурентно участие на чужди пазарни участници, може да се реализира и внос, който би усложнил управлението на баланса между производство и потребление в рамките на страната. Освен технически проблем, това би създавало и финансови проблеми за местните кондензационни централи от нереализирана разполагаемост за производство.

Също така трябва да се има в предвид, че при съчетание на екстремални товари и завишена аварийност при производствените мощности за продължителен период, наличните резервни мощности няма да бъдат достатъчни да обезпечат потреблението в страната и планирания търговски износ от страната. В тази връзка е необходимо интегриране на отделните електроенергийни пазари в региона, в т.ч. регионален балансиращ пазар и регионален пазар на резервни мощности.

Прогнозираното електропроизводство от ВЕИ е представено в Таблица 4.7.

Таблица 4.7: Прогнозирано електропроизводство от ВЕИ и ПАВЕЦ, MWh

Вид/Година	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ВЕЦ на НЕК	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000
ПАВЕЦ	860 000	895 000	930 000	965 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
ВЕЦ извън НЕК	881 800	883 800	885 800	887 800	893 800	899 800	905 800	911 800	921 800	931 800
ВяЕЦ	1 503 000	1 583 000	1 723 000	1 963 000	2 123 000	2 263 000	2 363 000	2 423 000	2 463 000	2 493 000
ФЕЦ	1 717 000	1 781 000	1 792 000	1 921 000	1 948 000	1 985 000	2 034 000	2 088 000	2 123 000	2 151 000
Биомаса	243 000	257 000	271 000	285 000	303 000	324 000	345 000	369 000	387 000	404 000
Всичко ВЕИ (без ПАВЕЦ)	5 884 800	6 009 800	6 141 800	6 491 800	6 667 800	6 871 800	7 047 800	7 191 800	7 294 800	7 379 800
Бруто ел. потребление	38 970 000	39 180 000	39 370 000	39 560 000	39 730 000	39 890 000	40 040 000	40 170 000	40 300 000	40 410 000
Дял на ВЕИ, %	15.10%	15.34%	15.60%	16.41%	16.78%	17.23%	17.60%	17.90%	18.10%	18.26%

При приетото в разработката развитие на производството от ВЕИ се предвижда към 2026г., то да надхвърли 18% от прогнозираното брутно електропотребление в страната. Трябва да се има в предвид, че при реализиране на електропотребление близко до минималния вариант (Таблица 2.1), дела на ВЕИ в крайното електропотребление ще се увеличи, като към 2026г., този дял ще надхвърли 19%. На практика, провеждането на мерки за енергийна ефективност би подпомогнало осъществяването на националните индикативни цели, т.е. вместо инвестиции в изграждането на нови ВЕИ да се направят допълнителни инвестиции за намаляване на енергийния интензитет.

5. Възможности за управление и анализ гъвкавостта на производствените мощности

5.1. Базови мощности

В състава на базовите мощности влизат АЕЦ и ТЕЦ. Последните предоставят, също така и допълнителни услуги.

Съгласно изискванията на чл.16, ал.2, в) на Директива 2009/28/ЕО, държавите-членки гарантират, че „при диспечиращите електропроизводствени инсталации, операторите на преносните системи дават приоритет на тези електроцентрали, които използват ВЕИ, при запазване на сигурната експлоатация на националната ЕЕС”. Централите, предоставящи допълнителни услуги, гарантират сигурността на работа на ЕЕС и сигурността на електроенергийните доставки, регламентирани с Директиви 2009/72/ЕО и 2005/89/ЕО. На практика, тези централи са решаващи за надеждността на всяка ЕЕС, респективно за жизнеността на всеки електроенергиен пазар.

За разлика от централите, участващи в регулирането на честотата и обменните мощности, АЕЦ "Козлодуй" произвежда ниска по себестойност електроенергия, но не може да предоставя вторично регулиране по технологични съображения. Това създава определени трудности при покриване на баланса на ЕЕС в периодите на минимално натоварване и при наличие на принудено производство от ВЕЦ и ВяЕЦ. Тези трудности се проявиха през пролетта на последните три години, когато се наложи работната мощност на АЕЦ „Козлодуй” да бъде ограничавана, поради голямата приточност в комплексните язовири и принудената работа на ВЕЦ през пролетното пълноводие. С ускореното навлизане на ВЕИ и липса на промишлен товар в страната, необходимостта от принудително ограничаване работната мощност на АЕЦ през определени периоди в годината ще се увеличава. В допълнение, използваемостта на ПАВЕЦ "Чаира" в помпен режим е ограничена от 4 до 6 часа при максимална мощност и оптимално ниво на долния изравнител. Увеличаването на обема на долния изравнител, чрез свързването му с бъдещия язовир „Яденица“ би увеличило значително използваемостта на ПАВЕЦ в отделните обратими режими, а оттам би се облекчил проблема с балансиране на ВЕИ, респ. ограничаване на конвенционалните мощности, в периодите с ниски товари.

5.2. Мощности с приоритетно производство

Към мощностите с приоритетно производство се числят високоефективните централи за комбинирано производство на електро и топло енергия (ко-генерации), както и електроцентралите от ВЕИ (ВяЕЦ, ФЕЦ, биомаса и др.). Към тази група спадат и водните електроцентрали, работещи по график за водоснабдяване и напояване, както и термичните централи с условие „вземи или плати” по дългосрочни договори. Делът на всички тези мощности става все по-голям и все повече се затруднява регулирането на честотата и обменните мощности, макар че до известна степен, те са в състояние да следват денонощната товарова диаграма, с изключение на ВяЕЦ. Непостоянството на първичния енергиен ресурс на ВЕИ води до проблеми с поддържане баланса между производство и потребление. Това налага при планирането на мощностните баланси да се обърне специално внимание на балансиращите и регулиращите мощности.

5.3. Балансиращи и резервиращи мощности

Ако към 2026 година проектираните ВЯЕЦ и ФЕЦ са нерегулируеми при обща инсталирана мощност над 2 500 MW, балансиращата способност (гъвкавостта) на ЕЕС ще бъде намалена. За да се гарантира достатъчно и гъвкаво развитие на производствените мощности е необходимо да се предприемат допълнителни мерки.

Възможните решения са следните:

- изграждане на заместващи газови и/или газо-парови мощности, като е необходима икономическа оценка, вземайки в предвид и себестойността на газа;
- повишаване на регулиращите възможности на ПАВЕЦ "Чаира", чрез завършване изграждането на язовир "Яденица";
- участие на промишлени потребители като доставчици на третичен резерв, чрез механизма на пазара на балансираща енергия.

Оптималният избор на някоя от гореспоменатите мерки или комбинация от тях е въпрос на техникоикономически анализ, съобразен с развитието на електроенергийния пазар в страната и региона.

5.4. Регулиращи мощности

Непрекъснатото изменение на товара в часови и дневен разрез, състава и типа на генериращите мощности, които го покриват, вероятността за възникване на смущения както в ЕЕС на България, така и в синхронната зона на континентална Европа, изискват наличие на достатъчен резерв с необходимите скоростни характеристики.

С увеличаване на дела на ВЯЕЦ нарастват и колебанията на активната мощност в системата в часови разрез, а с нарастване на дела на ФЕЦ - в денонощен. Това оказва допълнително влияние върху размера на резервите за вторично и третично регулиране.

От направения статистически анализ на разполагаемите резерви за вторично и третично регулиране за 2016 година може да бъде заключено, че както на годишна така и на месечна, дневна и часова база в ЕЕС има необходимото количество резерв за регулиране в положителна посока (резерв „Нагоре“). Това се дължи на повишеното количество ВЕИ, 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 средно часовите стойности, реализирани през 2016 година 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 година показва пълното изчерпване на регулиращия резерв в отрицателна посока (резерв „Надолу“).

Увеличаването на този ефект се наблюдава с нарастването на дела на възобновяемите източници, участващи в баланса на системата и е свързан със стохастичния характер на изменение на тяхната активна мощност. Това води до загуба на резерв за регулиране в отрицателна посока (резерв „Надолу“). При ниски нива на потреблението и относително голям дял на ВЕИ (например през летния сезон, характеризиращ се с голяма амплитуда между дневните минимума и максимуми и голям дял на възобновяемите източници, както и съботно-неделните и

празнични дни) в ЕЕС на България през нощните часове няма наличен резерв в отрицателна посока. Това налага използването на голям обем помпи за регулиране на товара през нощните часове, свързано с пълна липса на резерв за регулиране в отрицателна посока (резерв „Надолу“) и използване на централи, характеризиращи се с висока маневреност по отношение на спиране/пускане и голяма скорост на изменение на работната активна мощност (ВЕЦ).

От гледна точка на изискванията за регулиране на честотата и обменните мощности на ЕЕС на България в електроенергийното обединение на ENTSO-E, възможностите на нашата ЕЕС да присъединява нови ВяЕЦ и ФЕЦ е ограничена и се определя от наличните към момента регулиращи мощности и разполагаемия диапазон за регулиране. Увеличеното количество ВЕИ ще предизвика големи и внезапни промени в баланса производство-потребление на нашата ЕЕС и при недостатъчно регулиращи мощности ще затрудни изпълнението на графици за обмен на електроенергия със съседните ЕЕС и ще доведе до нарушение на качествените показатели за вторично регулиране, възприети от страните в континентална Европа. При увеличаване на дела на ВЕИ в системата, резервът за вторично регулиране „надолу“ ще бъде недостатъчен за осигуряване на необходимото ниво на управляемост на ЕЕС, съгласно българските нормативни документи и възприетите международни изисквания.

Възможните мерки, които могат да бъдат предприети с оглед гарантиране на сигурността на работа на ЕЕС са:

- изграждането на нови балансиращи източници и разширение на съществуващите, характеризиращи се с висока маневреност по отношение на спиране/пускане и голяма скорост на изменение на работната активна мощност, които да участват в регулирането на товара при изменената структура на производствените мощности, участващи в баланса производство-потребление;
- участие на промишлени потребители като доставчици на третичен резерв, чрез механизма на пазара на балансираща енергия.

Трябва да се отбележи, че тези мерки са свързани с повишаване както на инвестициите за изграждане и въвеждане в експлоатация, така и с повишаване на разходите за балансиране.

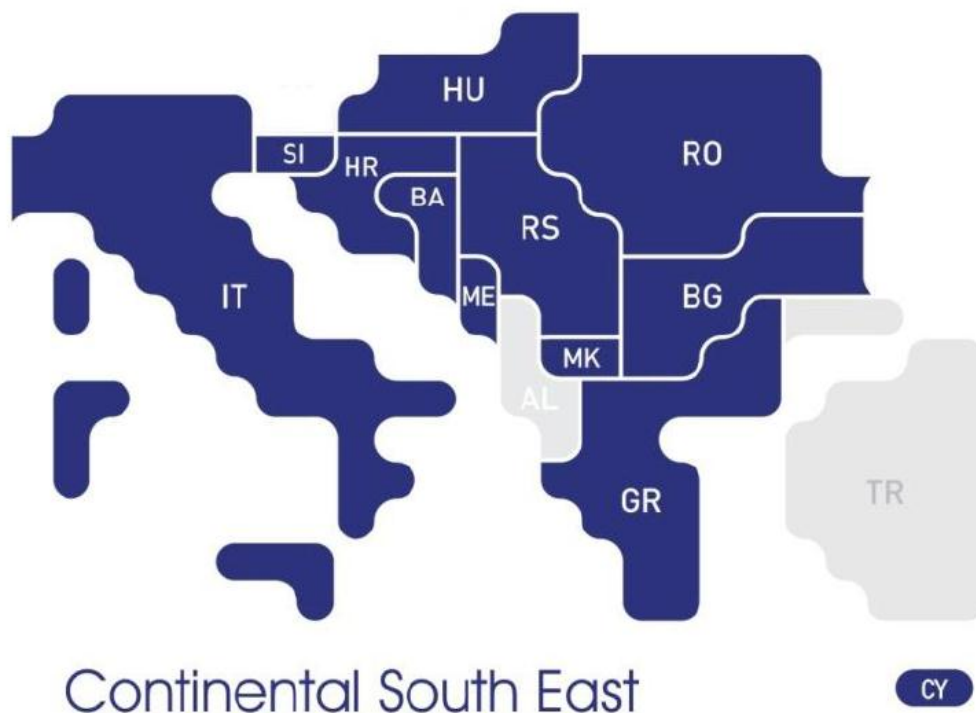
6. Развитие на електропреносната мрежа

6.1. Планиране на развитието на преносната мрежа

Водещите принципи на ЕСО при планиране развитието на електропреносната мрежа пряко произтичат от целите на енергийната политика на Европейския съюз, а именно:

- сигурност при снабдяване с електрическа енергия на потребителите при нормални и ремонтни схеми;
- интеграция на вътрешния и външния пазар на електроенергия;
- намаляване на вредните въздействия върху околната среда, чрез развитие на ВЕИ сектора;
- повишаване на ефективността при преноса на електроенергия.

Българската електропреносна мрежа е част от обединената преносна мрежа на страните от континентална Европа и развитието ѝ е тясно свързано с развитието на мрежите на съседните страни. При изготвяне на настоящия 10-годишн 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-е, при изготвяне на регионалния инвестиционен план 2015г. В групата са представени системните оператори на страните от Балканския полуостров, Унгария, Италия и Кипър (фиг. 6.1).



Фиг. 6.1 Членове на работна група „Югоизточна Европа“

Регионалният инвестиционен план 2015 е част от новия десетгодишен план на ENTSO-е, който беше публикуван в края на 2016г. Новият регионален инвестиционен план ще бъде готов през лятото на 2017г.

Резултатите от пазарните изчисления, извършени въз основа на прогнозата на всеки системен оператор за развитие на производството и потреблението на електрическа енергия, показват преобладаващи направления на пренос изток → запад и север → юг.

Данните са показани на фиг. 6.2, като първото число по всяко направление е максимално изчисления поток на мощност в MW, второто число е средната му годишна стойност, а третото число са часовете в годината, в които преноса е в указаната посока. Изчисленията са правени за предварително определени граници, които отделят райони с излишък и райони с недостиг на електроенергия.



Фиг. 6.2 Основни направления и стойности на потоците на мощност в югоизточна Европа

За сигурно функциониране на електропреносната мрежа при спазване на посочените по-горе принципи, осигуряване необходимата 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“;

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

Развитието на мрежа 110 kV има преобладаващо локално значение и се обуславя от:

- подобряване сигурността на пренасяне на електроенергията, произведена от ВЕИ;
- присъединяване на конвенционални централи с мощност до 200MW;
- присъединяване на клиенти със значителна консумация;
- подобряване сигурността на захранване на отделни райони при планови и аварийни ремонти в мрежи 400kV и 220kV;
- подобряване обмена на електроенергия с разпределителните мрежи.

6.2. Принципи при изследване на потокоразпределението и нивата на напреженията

Изследване на натоварването на преносната мрежа се осъществява чрез разработване на изчислителни модели на ЕЕС на България за възможните гранични режими на работа. Изчислителните модели включват и електропреносните мрежи на останалите държави от ENTSO-E (основно ЕЕС от Югоизточна Европа), които оказват влияние на потокоразпределението в ЕЕС на България.

Разработени са три режима за изчисление на потокоразпределение:

- Максимален зимен режим - очакван абсолютен максимален (екстремален) товар на ЕЕС (най-големия товар в рамките на една година). Режимът е изходен за определяне на очакваното максимално натоварване на електрическата мрежа при нормална и ремонтни схеми;
- Среден зимен режим - очакван максимален товар на ЕЕС за среден работен ден (най-често срещан за разглеждания период). Режимът е изходен за определяне на икономичната работа на ЕЕС през планирания период, от гледна точка загубите на мощност в ел. мрежа. При този режим се оптимизират загубите в ЕЕС и се определят коефициентите на трансформация на системните трансформатори и автотрансформатори;
- Минимален режим – очакван минимален товар на ЕЕС за среден работен ден (най-често срещан за разглеждания период). Режимът е граничен за изчисляване на максималните напрежения в електрическата мрежа за планирания период и проверка на достатъчността на средствата за регулиране на напрежението. При този режим се прави проверка за овладяване повишаването на напреженията във възлите на ЕЕС.

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

Съгласно чл.13 от „ПУЕЕС”, е направена проверка за изпълнението на критерия „n-1” за всяка от изследваните схеми.

6.3. Изходни данни за подготовка на изчислителните модели

Очакваният абсолютен максимален електрически товар за 2026г. е 8050MW. Генериращите източници, работещи за захранване на този товар са дадени в прогнозния мощностен баланс за максимални товари (табл. 4.2), като разликата от очаквания максимален товар за среден работен ден 7520MW до абсолютния максимум е покрита от резервни мощности.

В съответствие с основните направления за развитие на преносната мрежа, в изчислителните модели за потокоразпределение са въведени новите елементи, посочени в Таблица 10.1.

В модела за зимен абсолютен максимум (в тъмната част на денонощието), въведените фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) са изключени.

6.4. Анализ на потокоразпределението в електрическата мрежа

Разпределението преноса на активна мощност и загубите на активна мощност по нива на напрежение за максимален зимен режим, са показани на Фиг. 6.3. Загубите от пренос и трансформация в ЕЕС са около 185MW, или 2,4% от сумарната нетна генерация, като в тях не са включени загубите в подстанциите 110 kV/Ср.Н. Собствените нужди на централите са 498 MW.

Очакваните максимални и минимални напрежения за планирания максимален режим са показани в Таблица 6.1.

Таблица 6.1

Ниво на напрежение, kV	Максимални напрежения		Минимални напрежения	
	U _{max} , kV	п/ст	U _{min} , kV	п/ст
110	119	Ивайловград	106	Силистра
220	234	БПС, АЕЦ Козлодуй	210	Образцов чифлик
400	410	Марица изток	401	Златица

При зимен режим, електропреносната мрежа (110kV...400kV) на България се намира в нормална (пълна) схема на работа, т.е. без планови изключения на основни електропроводи и системни автотрансформатори.

Мрежа 400kV

В мрежа 400 kV няма претоварени елементи. С мрежа 220kV се обменят около 1600MW в двете посоки, като резултантната стойност е 930MW към 220kV. Очакваният поток от 400kV към 110kV е 2704MW.

Мрежа 220kV

Най-натоварен на ниво 220kV е ЕП „Верей” – 66%. Към мрежа 110kV се трансформират 2754MW.

Мрежа 110kV

Мрежата 110kV работи преобладаващо в затворен пръстен, с някои изключения на реперирание, наложени основно за: ограничаване на токовете на късо съединение, селективна работа на релейните защиты и ограничаване преноса на електроенергия през чужди съоръжения.

Към мрежа 110kV е присъединен основния електрически товар на ЕЕС от 7316 MW. Около 28% от него се захранва от директно присъединените електрически централи,

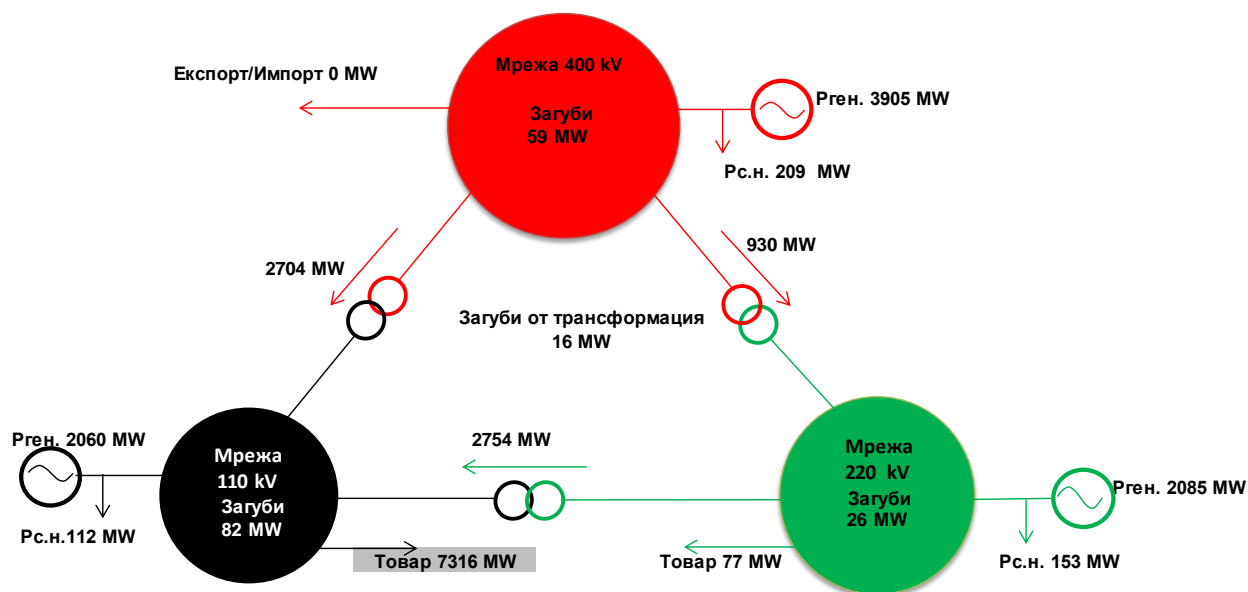
а останалата мощност се трансформира от мрежи 400 и 220 kV. В някои райони на страната, наситени с ВЕИ, при определени режими е налична трансформация на електроенергия от мрежа средно напрежение към мрежа 110kV.

Системни автотрансформатори

Най-натоварените системни автотрансформатори са дадени в Таблица 6.2.

Таблица 6.2

U_1/U_2	Подстанция	Брой АТ	Сумарна инсталирана мощност, MVA	Натоварване, %
400/110	Добруджа	2	500	97
220/110	Стара Загора	1	200	79
400/110	Пловдив	2	500	76
400/110	Царевец	2	500	66
400/110	Бургас	3	750	62
400/110	София запад	2	500	60



Фиг. 6.3 Разпределение на активната мощност при пренос и трансформация

Проверка за изпълнение на критерий за сигурност „n-1”

Критерий за сигурност „n-1” на електропроводи 400kV, 220kV и системни автотрансформатори

Преносната електрическа мрежа 400kV и 220kV 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 анализа са дадени в Таблица 6.4.

Таблица 6.4

№	Исключен елемент	Претоварен елемент	Натоварване, %	Вероятни последици при изключване на претоварения елемент
1.	АТ 400/110kV, п/ст „Пловдив”	АТ 400/110kV, п/ст „Пловдив”	117	<i>Претоварване на ЕП 110kV между п/ст „Алеко” и п/ст „Хр. Смирненски” и загуба на захранване за района на гр. Пловдив.</i>

Показаният в таблицата недостиг на трансформаторна мощност 400/110 kV в п/ст „Пловдив” е резултат от разделната работа на двете уредби 110kV в подстанцията, като техническите мерки за решаване на проблема са описани в частта за ТДУ "Юг".

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 електроенергия със съседни държави, в рамките на изчислените преносни капацитети.

Съществуват обаче характерни особености, ремонтни схеми и режими за всеки район от страната, които налагат поетапно развитие на електропреносната мрежа. Посоченото по-долу развитие по райони на електропреносната мрежа до 2026г. и развитието, посочено в Таблица 10.1. гарантират при всички режими и схеми на работа:

- изпълнение на критериите за сигурност на електропренасянето;
- регулиране на напреженията в допустимите граници и намаляване на загубите в преносната мрежа;
- устойчива работа на генериращите източници с необходимия запас;
- повишаване на трансграничните преносни капацитети по направлението "север-юг";
- подобряване на оперативността при управлението на ЕЕС.

6.5. Характерни особености на електрическата мрежа по райони

ТДУ „ИЗТОК”

Очакваният електрически товар за района на ТДУ „Изток” за максимален зимен режим на работа на ЕЕС през 2026г. е около 1320 MW. След спиране работата на блоковете в ТЕЦ „Варна” на 31.12.2014г., районът остава без големи електроцентрали. За овладяване напреженията в района е монтирана кондензаторна батерия в 50MVA_г в ОРУ 110kV на п/ст "Варна север", като в ход са дейности за инсталиране на кондензаторна батерия в ОРУ 110kV на ТЕЦ "Варна". При планирания баланс на генериращите мощности, ТЕЦ „Русе” работи с два

топлофикационни агрегата (общо 60MW). ТЕЦ „Девен“ работи с пет агрегата (общо 50MW).

Район Варна - Добрич

При съществуващото положение, мрежа 110kV изнася без претоварване генерираната мощност от изградените ВЯЕЦ в район Варна - Добрич. Критерият за сигурност „n-1“ обаче не е изпълнен, когато имаме максимална вятърна генерация. Необходимо е да се изгради нов двоен електропровод 110kV „Каварна - Варна север / Варна запад“. В този район обаче, съществува инвеститорски интерес за изграждане на нови ВЯЕЦ. Местоположението на предвидените за изграждане нови ВЯЕЦ, с действащи предварителни договори, показва необходимост от допълнително развитие на електропреносната мрежа, чрез реконструкция и удвояване на съществуващите електропроводи от Добричкия пръстен по направлението п/ст "Добруджа" - п/ст "Добрич" - п/ст "Генерал Тошево" - п/ст "Шабла". Необходимо е също инсталиране на трети трансформатор 110/20 kV в п/ст „Шабла“.

Тежко събитие за мрежата 110kV на гр.Варна е отпадане на ЕП 110kV „Владислав“ или ЕП 110kV „Калоян“, което води до претоварване на другия електропровод по допустим ток на проводника. Последниците от такова събитие може да се преодолеят оперативно чрез затваряне на „реперите“ в п/ст „Варна запад“, „Варна изток“ и захранване товара на п/ст „Чайка“ по кабелните линии.

Отпадането на АТ 220/110kV в ОРУ на ТЕЦ „Варна“ също е проблемно при максимални режими. След спиране на централата, ОРУ на ТЕЦ „Варна“ изпълнява функцията на системна подстанция, важна за захранване на подстанциите в града. Работещият автотрансформатор има някои технически проблеми и може да бъде натоварван само до 80% от мощността си. Затова е взето техническото решение за монтаж на втори АТ 220/110kV в ОРУ на ТЕЦ „Варна“.

Район Русе

Очакваният товар на район Русе е около 260 MW, като най-важната връзка за района с ЕЕС е ЕП 220kV „Стрелец“ (п/ст "Образцов чифлик" - п/ст "Г. Оряховица"). Товарът на Русе се покрива основно от блоковете в ТЕЦ "Русе", като ЕП 220kV „Стрелец“ носи около 150MW. При такъв режим, критериите за сигурност не са изпълнени и електрозахранването на потребителите в района е несигурно. Основният проблем възниква при отпадане на ЕП 220kV „Стрелец“, което ще доведе до понижаване на напреженията под 80kV в мрежа 110kV, възникване на каскадна авария и загуба захранването на целия район на гр. Русе. Съществено затруднение предизвиква избора на период за планово изключване на ЕП „Стрелец“ за профилактика и ремонт. За да се гарантира сигурното електрозахранване на региона е планиран за изграждане втори електропровод 220kV от п/ст "Образцов чифлик" до п/ст "Горна Оряховица", паралелен на съществуващия ЕП „Стрелец“. Необходимото развитие на електропреносната мрежа на територията на ТДУ "Изток" е посочено в Таблицы 10.1 и 10.2 от настоящия 10-годишен план.

ТДУ „СЕВЕР“

Очакваният товар за района на ТДУ „Север“, за максимален зимен режим е около 1160 MW. Основният захранващ източник в района е АЕЦ „Козлодуй“. С локално значение са: ТЕЦ „Свищов“, ТЕЦ „Плевен“ и каскада „Петрохан“. Няма претоварени елементи в изходна схема, напреженията са в допустимите граници. Товарът на ТДУ „Север“, освен от локалните източници, се захранва чрез трансформаторите 400/200kV в ОРУ на АЕЦ „Козлодуй“ и п/ст „Мизия“.

Район Видин

Товарът в район Видин е около 120MW. Той се захранва по електропроводите 110kV „Цибър“ (АЕЦ "Козлодуй" - п/ст "Брусарци") и двойния „Златия"/"Огоста" (п/ст "Бойчиновци" - п/ст "Брусарци"). При липса на генерация в ТЕЦ „Видин“, изключването на двойния ЕП „Златия"/"Огоста" води до напрежения под 99kV. При липса на генерация в ТЕЦ „Видин“ изключително тежък режим за района е едновременно отпадане на ЕП 110kV „Магура“ (п/ст "Бонония" - п/ст "Брусарци") и „Видбол“ (п/ст "Бонония" - п/ст "Лом"), които са на една стълбовна линия пред п/ст „Бонония“. В такъв случай е възможна загуба на захранването за целия район на гр. Видин. За решаване на проблема е необходимо разделяне на ЕП „Магура“ и „Видбол“ на отделни стълбовни линии, чрез изграждане на нов ЕП 110kV "Добри дол - Видин".

Район Златица - Мизия

Пръстенът Златица - Мизия е без напречна връзка, което намалява сигурността на електрозахранването на важни промишлени товари в п/ст "Златна Панега", п/ст „Зелин“, п/ст „ЗПП“, п/ст „Ботевград“ и п/ст „Елаците“. Тежък режим е отпадането на ЕП 110kV „Румянцево“ (п/ст "Мизия" - п/ст "Златна Панега"), при който пръстенът се захранва само от п/ст „Златица“, а напрежението в п/ст „Златна Панега“ и „Луковит“ се понижава под 99kV. В този режим ЕП 110kV „Кашана“ (п/ст Златица - п/ст Елаците) се претоварва. Техническото решение на този проблем е построяване на нов напречен ЕП 110kV от п/ст „Мездра“ до п/ст "Ботевград“.

Район Оряхово - Кнежа

За повишаване сигурността на захранване на районите на гр. Оряхово и гр. Кнежа е необходимо:

- завършване на ЕП 110kV "Дунав" от АЕЦ "Козлодуй" до п/ст "Оряхово";
- изграждане на нов ЕП 110kV от п/ст "Пелово" до п/ст "Кнежа".

Необходимото развитие на електропреносната мрежа на територията на ТДУ "Север" е посочено в Таблици 10.1 и 10.2 от настоящия 10-годишен план.

ТДУ „ЗАПАД“

Очакваният товар за района на ТДУ „Запад“ за максимален зимен режим е около 2280 MW. Основните генериращи мощности на територията на ТДУ "Запад" са:

- ТЕЦ „Бобов дол“;
- топлофикационните ТЕЦ „София“, ТЕЦ „София изток“ и ТЕЦ „Република“;
- ВЕЦ от каскада „Белмекен – Сестримо – Чаира“;
- малки ВЕЦ;
- други ВЕИ.

Товарът на ТДУ „Запад“, освен от собствени източници, се захранва от п/ст „София запад“, п/ст „Металургична“, п/ст „Столник“, п/ст „Червена могила“ и п/ст „Благоевград“, чрез автотрансформатори 400/110kV и 400/220kV.

В изходен режим, при пълна схема, няма претоварени елементи на преносната мрежа и всички напрежения в подстанциите са в допустимите граници.

Район София град

Очакваният товар на района е около 1280 MW. Кабелната мрежа 110kV в гр. София е собственост на електроразпределителното предприятие и възможностите на ЕСО

за осигуряване непрекъснатостта на електрозахранването на потребителите в града се изразяват в повишаване сигурността на захранване на граничните подстанции в нормални, ремонтни и аварийни режими.

Нарастването на товара в града при съществуващата преносна мрежа намалява сигурността на захранване на потребителите, най-вече в западните квартали. Едновременното отпадане на двойния ЕП 110kV „Минзухар” и „Теменуга” (п/ст "София запад" - п/ст "Модерно предградие"), води до претоварвания, които в определени режими могат да доведат до прекъсване на захранването на голям брой потребители. За решаване на проблема, е необходимо изграждане на нов двоен ЕП 110kV „Курило - Металургична” и реконструкция с АСО400 на ЕП 110kV „Бучино” (ТЕЦ „Република” – п/ст „Банкя”). Изключително благоприятно за захранване западната част на София е изграждане на нова кабелна линия 110kV „ТЕЦ София – Н. Колев - Орион”. което обаче е извън мрежата, собственост на ЕСО.

Друга проблемна част на мрежата в столицата е ЕП 110kV „Панорама” (п/ст "Княжево" - п/ст "Перун"). Изключването на двойния ЕП „Камен дел” / „Боерица” (п/ст "Красно село" - п/ст "София юг") води до претоварване на ЕП "Панорама" и опасност от отпадане захранването южната част на София. За решаване на проблема е необходимо ЕП "Панорама" да се реконструира като двоен, с проводник АСО400.

В последните години се наблюдава значително повишаване на товарите и в североизточните квартали. При определени режими се наблюдава неизпълнение на критерия за сигурност "n-1" в тази част на София. Отпадането на който и да е от двата ЕП 110kV "Кривина" (п/ст "Казичене" - п/ст "Х. Димитър") или ЕП 110kV "Негован" (п/ст "Курило" - п/ст "Х. Димитър"), води до претоварване на другия с повече от 20%. Оперативното преместване на репери не винаги решава проблема, тъй като води до претоварване на други електропроводи. Необходима е реконструкция на тези електропроводи с АСО400.

Район Благоевград - Кюстендил

Очакваният товар на района е 320 MW. Най-тежкият режим за района се получава при отпадане на двойния ЕП 400 kV „Джерман/Осогово” (п/ст "Червена могила - п/ст "Благоевград") и липса на генерация от каскадите "Пиринска" и "Санданска Бистрица". Това води до понижаване на напреженията по всички подстанции до 87...92 kV, сработване на автоматиката за защита срещу понижено напрежение, прекъсване електрозахранването на потребители и опасност от развитие на каскадна авария в целия район. За решаване на проблема е необходимо:

- завършване на удвояването на ЕП 110kV "Баланово";
- реконструкция на ЕП 110kV "Фенер" от п/ст „Марек” до ВЕЦ "Рила" като двоен, на нови стълбове за две тройки проводници АСО 400, като на първо време се изтегли едната тройка;
- реконструкция на ЕП 110kV "Илинден" от п/ст „Джумая” до ВЕЦ "Рила" като двоен, на нови стълбове за две тройки проводници АСО 400, като на първо време се изтегли едната тройка.

Трайно решаване на проблемите със захранването района на Благоевград - Кюстендил и гарантиране на очаквания повишен обмен на електроенергия с Гърция при аварии във вътрешната преносна мрежа се постига чрез изграждане на нов електропровод 400kV от п/ст "Ветрен" до п/ст „Благоевград”.

Необходимото развитие на електропреносната мрежа на територията на ТДУ "Запад" е посочено в Таблици 10.1 и 10.2 от настоящия 10-годишен план.

ТДУ „ЮГ”

Очакваният товар в района на ТДУ „Юг” за максимален зимен режим е около 2660MW. Собствени производствени източници са:

- ТЕЦ от "Маришкия басейн";
- ВЕЦ от група "Родопи" на НЕК;
- заводски и топлофикационни ТЕЦ;
- ВЕИ в района.

Район Пловдив

Характерно за този район е недостатъчната трансформаторна мощност 400/110 kV в п/ст „Пловдив”, която е резултат от разделната работа на двете уредби 110kV в подстанцията. Причината е в недостатъчната изключвателна способност на прекъсвачите 110kV, спрямо токовете на к.с. при включени СП 110 kV в подстанцията. Изчисленията показват, че токовете на к.с. при свързани уредби излизат извън серийната производствена гама на производителите на прекъсвачи.

При отпадане на един от автотрансформаторите е необходимо да се включат СП, за да се избегне каскадно разрастване на аварията. В този случай токът на к.с. също надвишава изключвателната способност на прекъсвачите в новата част на уредбата. Техническото решаване на проблема е реконструкция на ОРУ 110kV с подмяна на прекъсвачите за ток 40 kA. Така двете уредби 110 kV ще работят с нормално отворени СП и ще се свързват при отпадане на някой от АТ, без да има опасност за повреди в оборудването.

В последните няколко години има бързо разрастване на производствено-икономическите зони около града. Електрическите товари също бележат съществен ръст. При запасване на такъв темп на нарастване, ще се появи необходимост от изграждане на втора подстанция 400/110 kV около Пловдив.

Новите мощности в ТЕЦ „AES Гълъбово” и очакваното увеличаване на обмена на електроенергия с Гърция и Турция (според регионалните пазарни изчисления), определят необходимостта от изграждане на нови ЕП 400kV по направлението п/ст Пловдив - п/ст Марица изток - ОРУ на ТЕЦ „Марица изток 3” (паралелно на съществуващите електропроводи "Иван Попов" и "Хеброс"). Тези нови линии гарантират изпълнението на критериите за сигурност на електропренасянето при нормални, ремонтни и аварийни схеми в района.

Необходимото развитие на мрежа 110kV в района на Пловдив е следното:

- изграждане на ЕП 110kV между ВЕЦ „Цанков камък” и ВЕЦ „Въча 1”;
- изграждане на нов ЕП 110kV между п/ст "Чернозем" и п/ст "Пясъчник”;
- реконструкция на ЕП 110kV „Чая” и „Преспа” с проводник АСО 400 по направлението п/ст Асеновград - п/ст Сев. Родопи - п/ст Смолян;
- реконструкция на ЕП 110kV „Болгар” с АСО 400 от п/ст „Карлово 1” до п/ст „Карлово 2”.

В перспективен план е необходимо изграждане на нова напречна връзка 400kV от п/ст „Царевец” до п/ст „Пловдив”, която е изключително полезна в ремонтни и аварийни схеми по пръстен 400kV.

Район Бургас

В п/ст „Бургас” липсва необходимата трансформаторна мощност. Двата АТ 400/110 kV са натоварени до 76% от номиналната си мощност в нормален режим и няма резервиране при отпадане на единия от тях. С оглед нарастването на товарите в района на Бургас и курортите по южното Черноморие, е необходимо инсталиране на трети АТ 400/110kV в п/ст Бургас.

В последните години, вътрешнозаводският ТЕЦ „Лукойл енергия и газ България” работи на малка мощност (20 ÷ 30 MW), поради намалената консумация на пара. Това води до захранване на останалия 100 MW товар на „Лукойл Нефтохим Бургас” от ЕЕС. За резервиране на захранването на района на Бургас и „Нефтохим”, както и за увеличаване на преносната способност на мрежата по направление Румъния – България - Гърция, е необходимо да се построи нов ЕП 400 kV от п/ст „Марица изток” (Гълъбово) до п/ст „Бургас”, който ще гарантира захранването на района в ремонтни и аварийни схеми.

При липса на трансформация 400/110kV в п/ст „Бургас”, районът е застрашен от каскадни аварии и отделяне от ЕЕС. За целта се работи по удвояване на връзките 110kV по направлението п/ст „Карнобат” - п/ст „Айтос” - п/ст „Камено” – п/ст „Бургас”.

Район Хасково

Проблеми в района на Хасково възникват заради нарастване инсталираната мощност на ФЕЦ, съчетано с работа на ВЕЦ в района на пълна мощност през определени периоди в годината. Присъединяването на каскада „Горна Арда” също изисква изграждането на нови електропроводи.

Необходимото развитие на мрежа 110kV в района на Хасково е следното:

- реконструкция на п/ст "Ардино", с разкъсване на ЕП 110kV „Даладжа” на два електропровода 110kV: "Даладжа" и "Буково";
- реконструкция на ЕП 110kV „Даладжа” между п/ст „Гледка” и п/ст „Ардино” с проводници АСО 400;

Район Стара Загора

Необходимото развитие на електропреносната мрежа в района на гр. Стара Загора е следното:

- изграждане на нов кабел 110kV "Кипарис" между п/ст "Траяна" и п/ст "Стара Загора";
- изграждане на нов ЕП 400kV между п/ст „Марица изток” (Гълъбово) и п/ст "Пловдив", паралелно на съществуващия ЕП „Иван Попов”;
- изграждане на нов ЕП 400kV между п/ст „Марица изток” (Гълъбово) и ОРУ на ТЕЦ „Марица изток 3”, паралелно на съществуващия ЕП „Хеброс”;
- изграждане на нов междусистемен ЕП 400kV от п/ст "Марица изток" до п/ст "Nea Santa" (Greece).

Изграждането на нов междусистемен ЕП 400kV от п/ст "Марица изток" до п/ст "Nea Santa" (Greece) се приема от двете страни, като основните ползи са следните:

- увеличаване на капацитета (NTC) между България и Гърция, при изпълнение критерия за сигурност "n-1";
- увеличаване на капацитета (NTC) между България и Турция, поради силно намаляване на транзитния поток от България през Турция към Гърция;

- улесняване изпълнението на годишните ремонтни програми по електропреносните мрежи на България и Гърция;
- подобряване условията за енергийна взаимопомощ между двете държави при възникване на системни аварии или критичен баланс.

Необходимото развитие на електропреносната мрежа на територията на ТДУ "Юг" е посочено в Таблици 10.1 и 10.2 от настоящия 10-годишен план.

7. Нива на токовете на къси съединения

7.1. Т.К.С. в максимален режим за началото и края на плановия период

Изследвани са стойностите на т.к.с. на шините на всички обекти от ЕЕС с напрежение 400kV, 220kV и важни обекти с напрежение 110kV.

Целта е, да се оцени влиянието на планираното за 10 години развитие на генериращите мощности и промени в конфигурацията на ЕЕС върху нивата на т.к.с. и планиране подмяната на съответното комутационно оборудване.

Таблица 7.1

Обект	U _n [kV]	2017 г. АБСОЛЮТЕН МАКСИМУМ		2026 г. АБСОЛЮТЕН МАКСИМУМ		2026 г. РЕАЛЕН МАКСИМУМ	
		I ³ [kA]	I ¹ [kA]	I ³ [kA]	I ¹ [kA]	I ³ [kA]	I ¹ [kA]
АЕЦ „Козлодуй“	400	31.82	33.69	32.36	34.40	31.41	33.66
	220	22.00	24.39	22.26	24.67	21.59	24.12
	110	16.90	19.61	17.16	19.88	16.73	19.49
П/с „Мизия“	400	23.01	19.38	23.72	19.86	22.97	19.48
	220	22.98	24.50	23.28	24.81	22.44	24.16
	110	22.54	24.61	22.96	25.02	22.35	24.53
П/с „София запад“	400	28.37	22.42	29.03	22.78	27.88	22.08
	110	24.17	26.46	25.48	27.53	24.79	26.97
П/с „Металургична“	400	20.79	18.48	21.90	19.20	20.72	17.75
	110	25.82	29.68	35.64	38.43	28.36	28.35
П/с „Столник“	400	21.17	19.29	22.13	19.94	20.97	18.85
	220	27.24	27.55	27.67	27.97	25.38	26.22
	110	27.40	29.26	28.89	30.42	27.64	29.37
П/с „Царевец“	400	9.33	7.36	13.15	9.96	12.83	9.82
	110	22.78	24.32	24.30	25.98	23.31	25.19
П/с „Златица“	400	13.13	10.67	13.87	11.16	13.44	10.92
	110	23.71	28.33	24.98	29.65	24.21	28.90
П/с „Варна“	400	13.34	11.80	16.47	14.69	15.74	13.62
	220	13.17	13.38	17.07	17.79	13.91	14.10
П/с „Добруджа“	400	12.99	11.50	16.22	14.43	15.57	13.51
	220	13.90	14.24	17.09	17.31	14.83	15.28
	110	30.52	35.40	34.45	39.58	32.50	37.59
П/с „Червена могила“	400	24.40	18.07	25.25	18.55	24.31	18.17
	110	26.77	28.59	27.27	29.04	26.20	28.21
П/ст „Благоевград“	400	15.26	10.40	18.20	12.93	17.70	12.75
	110	18.69	20.98	21.09	23.37	20.73	23.07
В/с „Ветрен“	400	14.48	12.95	18.24	15.78	17.19	15.23
ПАВЕЦ „Чаира“	400	12.57	11.26	15.13	13.00	14.21	12.50

П/с „Пловдив“	400	15.02	11.91	22.03	17.25	21.23	16.90
	220	13.22	11.25	13.47	11.39	12.87	11.10
	110стара	17.00	18.00	17.63	18.52	16.99	18.05
	110нова	21.80	23.86	23.93	26.02	22.81	25.12
П/с „Марица изток“	400	23.63	22.55	29.23	27.35	28.23	26.71
	220	36.73	36.23	38.05	37.44	35.69	35.85
	110	33.64	35.45	34.28	35.96	29.55	32.40
ТЕЦ „Марица изток 2“	400	15.42	13.72	16.44	14.44	16.16	14.26
	220	34.87	26.66	35.42	26.90	32.38	25.66
	110	19.09	20.45	19.29	20.62	18.98	20.38
ТЕЦ „Марица изток 3“	400	24.86	22.51	28.83	26.32	27.91	25.75
	220	37.49	35.14	38.65	36.27	36.84	35.15
П/с „Бургас“	400	9.85	8.06	15.47	13.04	14.93	12.13
	110	17.38	19.80	23.86	27.63	19.28	21.95
П/с „Бойчиновци“	220	9.86	8.93	9.98	9.01	9.61	8.81
	110	14.98	16.16	15.30	16.44	14.36	15.71
П/с „Плевен 1“	220	13.83	12.17	14.08	12.35	13.57	12.08
	110	19.65	20.91	20.93	22.01	19.81	21.16
П/с „Горна Оряховица“	220	17.10	14.34	17.83	15.08	16.28	14.31
	110	24.30	24.84	25.18	25.64	23.55	24.48
П/с „Балкан“	220	10.59	9.52	10.77	9.64	10.32	9.39
	110	17.16	18.08	17.47	18.34	16.92	17.92
П/с „Мадара“	220	10.72	9.92	11.97	10.75	10.92	10.07
	110	15.47	17.16	16.34	17.95	15.47	17.18
П/с „Образцов чифлик“	220	6.54	6.28	8.64	7.91	7.30	7.13
	110	14.94	16.46	16.93	18.39	12.21	14.44
ТЕЦ „Варна“	220	11.20	10.25	13.66	12.62	12.29	11.68
	110	20.62	20.10	25.42	25.84	23.36	24.26
П/с „Твърдица“	220	10.64	8.25	10.74	8.31	10.42	8.17
	110	12.01	12.12	12.16	12.23	11.98	12.10
П/с „Карнобат“	220	7.58	6.12	8.11	6.34	7.88	6.23
	110	11.77	11.56	14.00	13.03	13.39	12.65
ТЕЦ „Бобов дол“	220	17.34	17.44	17.60	17.66	16.92	17.21
	110	22.45	24.14	23.85	25.34	23.45	25.03
П/с „София юг“	220	21.19	17.02	21.86	18.44	20.08	17.56
	110	27.12	26.86	30.15	31.11	28.22	29.70
П/с „Казичене“	220	26.16	22.12	27.02	23.76	24.02	22.13
	110А	34.05	33.47	30.46	31.04	28.16	29.41
П/с „Алеко“	220	19.28	16.21	19.56	16.39	17.22	15.25
	110	26.61	26.49	27.00	26.88	23.52	24.53
ПАВЕЦ „Орфей“	220	10.69	9.94	10.95	10.10	9.67	9.35
ВЕЦ „Тешел“	220	6.23	5.76	6.51	5.93	5.91	5.59
ВЕЦ „Девин“	220	6.98	6.55	7.37	6.80	6.67	6.40
	110	10.97	11.90	13.27	13.77	11.81	12.68

П/с Чудомир	220	8.44	7.10	8.51	7.16	8.20	7.00
	110	15.60	15.12	15.86	15.36	14.77	14.67
П/с „Стара Загора”	220	8.56	6.72	8.63	6.75	8.40	6.66
	110	18.72	17.12	19.25	17.45	18.29	16.92
П/с „Узунджово”	220	8.09	6.29	8.25	6.42	8.03	6.33
	110	12.12	11.70	12.38	11.90	11.68	11.46
ВЕЦ „Пещера”	220	10.61	8.03	10.68	8.07	9.44	7.58
ПАВЕЦ „Белмекен”	220	10.59	10.10	10.67	10.17	8.55	8.82
ТЕЦ „София”	220	11.49	8.97	11.64	9.08	11.23	8.90
	110	20.38	19.55	24.17	22.24	22.35	21.15
П/с „Бонония”	110	6.00	5.45	6.02	5.56	4.42	4.58
П/с Брусарци	110	8.68	6.70	8.74	6.75	7.58	6.27
П/с „Червен бряг”	110	17.27	13.87	18.26	14.63	17.84	14.45
П/с „Мездра”	110	15.15	9.17	17.26	10.61	16.76	10.48
П/с „Курило”	110	25.86	20.68	35.87	27.55	32.56	26.01
П/с „Модерно предгр.”	110	21.25	14.43	23.81	15.44	22.83	15.15
П/с „Разград”	110	9.13	6.82	9.34	6.91	8.91	6.75
ТЕЦ „София изток”	110	27.71	24.17	28.66	24.85	25.97	23.42
ВЕЦ „Момина Клисура”	110	12.51	8.59	12.56	8.61	11.01	8.12
П/с „Банско”	110	9.55	7.02	10.71	7.51	10.55	7.46
П/с „Септемврийци”	110	17.08	10.41	17.46	11.30	16.14	10.92
ТЕЦ „Пловдив”	110	17.44	13.49	18.51	14.13	17.32	13.65
П/с „Хр. Смирненски”	110	19.83	16.37	22.02	17.57	20.85	17.07
ВЕЦ „Въча 1”	110	11.33	10.41	14.33	12.61	13.50	12.18
П/с „К. Ганчев”	110	15.76	12.58	16.43	12.86	15.81	12.60
ТЕЦ „Марица 3”	110	18.96	15.48	19.25	15.05	15.66	13.50
П/с „Арпезос”	110	10.58	8.37	13.58	10.58	11.89	9.87
ВЕЦ „Кърджали”	110	9.33	7.48	11.95	9.45	10.21	8.70
ВЕЦ „Студен кладенец”	110	11.05	7.94	12.03	8.46	10.91	8.08
ВЕЦ „Ивайловград”	110	7.25	5.63	7.36	5.70	7.21	5.63
П/с „Ямбол”	110	11.81	8.73	12.00	8.93	11.83	8.87
П/с „Елхово”	110	7.68	4.93	7.72	5.00	7.61	4.96
П/с „Победа”	110	11.29	8.50	13.46	9.52	11.99	8.83
П/с „Добрич”	110	11.81	5.77	16.52	9.45	15.97	9.36
П/с „Г. Тошево”	110	5.30	3.17	8.97	4.80	8.78	4.76
П/с „Шабла”	110	10.60	7.51	13.77	9.32	13.12	9.10
П/с „Балчик”	110	8.12	5.75	8.72	6.00	8.50	5.92
П/с „Каварна”	110	12.15	9.77	16.02	11.96	15.20	11.64
П/с „Хр. Ботев”	110	20.50	19.02	22.49	20.41	21.43	19.81
П/с „Лаута”	110	18.07	14.13	19.40	14.79	18.47	14.43
П/с „Филипово”	110	17.18	12.89	18.25	13.46	17.15	13.05
П/с „Гълъбово”	110	19.03	14.73	19.23	14.81	17.65	14.17

7.2. Кратко описание на ЕЕС за 2017г.

Моделът на ЕЕС, използван за изчисление на токовете на късо съединение в горепосочената таблица, се характеризира със следните особености:

Отразено е съществуващото състояние на електропреносната мрежа.

Изключени са следните генериращи мощности:

- ТЕЦ „Варна” – БГТ1÷6
- ТЕЦ „Русе” – ГЗ

Всички останали генератори са във включено състояние. Включени са всички въведени в експлоатация ВЕИ към преносната и разпределителните мрежи.

7.3. Кратко описание на ЕЕС за 2026г.

В горепосочената таблица са разгледани два модела за изчисление на токовете на късо съединение, които се характеризират със следните особености:

7.3.1 Абсолютен максимален режим

А. Генериращи източници

Включени са всички инсталирани генериращи мощности в АЕЦ, ТЕЦ, КоГЕЦ и ВЕЦ, предвидени да бъдат в експлоатация към 2026 г.

Включени са всички ВяЕЦ, ФвЕЦ и БиоЕЦ предвидени за присъединяване към електропреносната мрежа и към шини средно напрежение в подстанциите.

Включени са следните нови генериращи мощности:

- ТЕЦ „Свищов“ - БГТЗ;
- ВЕЦ от каскада „Горна Арда”;
- Малки генериращи източници като Топлофикация „Варна“, ВЕЦ „Долене“ във Велинград, КоГен „Загоре“ и БиоЕЦ „Тецеко Пауър“ плюс „Био ТЕЦ“ към новата п/с „Свилоцел“, които не внасят съществена промяна в нивата на токовете на късо съединение.

Изключени са следните генериращи мощности:

- ТЕЦ „Русе” – ГЗ;
- ТЕЦ „Варна” – БГТ1÷6.

Поради липса на достатъчна яснота и технически данни, към модела не са прибавени топлофикационните ТЕЦ „Люлин” и ТЕЦ „Земляне”,

Б. Автотрансформатори

- П/ст „Бургас“ 400/110kV – включен е нов АТ-3, 400/110kV;
- П/ст „Казичене“ – включени три АТ 220/110 kV
- изключен ШСП 110 kV;
- П/ст „София юг“ – включени три АТ 220/110 kV;
- П/ст „Мадара“ – включени два АТ 220/110 kV;
- П/ст „Металургична“ – включени два АТ 220/110 kV;
- П/ст „Варна“ – включени два АТ 400/220 kV.
- ТЕЦ „Варна“ – включени два АТ 220/110 kV.

В. Електропреносна мрежа

В съответствие с основните направления за развитие на преносната мрежа, в модела за изчисляване токовете на късо съединение са въведени новите елементи, посочени в Таблица 10.1.

7.3.2 Реален максимален режим

Разработен съгласно „Мощностен баланс при екстремални зимни товари за среден работен ден на ЕЕС на България“

А. Генериращи източници

На базата на абсолютния максимален режим, описан в т. 1.2.1, в настоящия режим са изключени от паралел с ЕЕС 67 бр. генериращи източници в електрически централи от различен тип, като е запазено съответствието на режимите на заземяване на звездните центрове на трансформаторите в мрежата с отразеното в съответните заповеди за заземяване на звездните центрове.

Б. Автотрансформатори

- П/ст „Бургас“ 400/110kV – включени два АТ, 400/110kV;
- П/ст „Казичене“ – включени три АТ 220/110 kV
- изключен ШСП 110 kV;
- П/ст „София юг“ – включени три АТ 220/110 kV;
- П/ст „Мадара“ – включени два АТ 220/110 kV;
- П/ст „Металургична“ – включен един АТ 220/110 kV;
- П/ст „Варна“ – включен един АТ 400/220 kV.
- ТЕЦ „Варна“ – включени два АТ 220/110 kV.

В. Електропреносна мрежа

В съответствие с основните направления за развитие на преносната мрежа, в модела за изчисляване токовете на късо съединение са въведени новите елементи, посочени в Таблица 10.1.

7.4. Анализ на резултатите и препоръки

Стойностите на т.к.с. в таблица 7.1. са валидни за нормален режим на работа на ЕЕС, при който п/с „Казичене“ работи с три АТ и изключен ШСП 110 kV, п/с „София юг“ работи с три АТ и включен ШСП 110 kV, п/с „Пловдив“ работи с четири АТ и изключени СП 110 kV.

Съгласно изискванията на стандарт IEC 60909, номиналните е.д.н. на всички генератори са увеличени с коефициент 1.1.

В резултатите за 2017 г. е отчетено съществуващото състояние на ЕЕС при абсолютен максимален режим на генериращите мощности.

В резултатите за 2026 г. е отчетено развитието на ЕЕС при абсолютен максимален режим на генериращите мощности и при реален максимален режим, съответстващ на необходимия състав на генериращите мощности за очаквания екстремален зимен товар за среден работен ден.

Целта на изчислителните данни за т.к.с. от таблица 7.1. е да се оцени необходимостта от подмяна на комутационно оборудване (най-вече прекъсвачи) в края на периода при абсолютен максимален режим. При използвания метод на изчисление се приема, че подмяна се налага когато номиналният изключвателен ток

на прекъсвачите в даден възел не надвишава стойността на изчисления ток на еднофазно или трифазно к.с. в този режим.

От посочените резултати в таблица 7.1. се вижда, че съществено нарастване на токовете на късо съединение се наблюдава на шини, към които има пряко присъединени нови генериращи източници, автотрансформатори, електропроводи или такива, които са електрически близо до ново присъединени съоръжения. Въвеждането в експлоатация на новите мощности до 2026 г. няма да доведе до максимални токове на трифазно и еднофазно късо съединение, които надвишат комутационната способност на съществуващите съоръжения с изключение на описаните по долу обекти.

За период 2026 г. подстанциите, на чиито шини максималните токове на трифазно и еднофазно късо съединение са на границите или над комутационната способност на прекъсвачите са:

1. П/ст „Металургична“ и п/ст „Курило“ – 110 kV

Основна причина за увеличаване стойностите на т.к.с. е включването на втори автотрансформатор в п/с „Металургична“ и изграждането на двоен ЕП 110 kV между п/ст „Курило“ и п/ст „Металургична“. Това изисква прекъсвачи 40 kA за двата обекта.

При изграден двоен ЕП 110 kV между п/ст „Курило“ и п/ст „Металургична“ и работа на един АТ в п/с „Металургична“ съществуващите прекъсвачи в п/с „Металургична“ отговарят на изискванията, въпреки че изчислителния ток на трифазно късо съединение (29.29 kA) на шини 110 kV в п/с „Металургична“ е твърде близо до изключвателния ток на късо съединение на прекъсвачите (31.5 kA).

При същите условия в п/с „Курило“ при трифазно к.с., стойността на изчислителния т.к.с. достига 34.24 kA, надвишава изключвателната способност на съществуващите прекъсвачи и налага подмяната им с такива за 40 kA.

Въпреки, че необходимостта от работа на два АТ в п/с „Металургична“ в паралел е неясна, за края на периода следва да се заложи подмяната на прекъсвачите 110 kV в п/с „Металургична“ с такива с ток на изключване 40 kA.

Подмяната на прекъсвачите в п/с „Курило“ следва да се обвърже с влизането в експлоатация на двойния ЕП 110 kV между п/ст „Курило“ и п/ст „Металургична“.

2. ТЕЦ „София изток“ – 110 kV

В разглеждания период, стойностите на изчислителните т.к.с. в обекта не надвишават комутационния лимит на прекъсвачите 110 kV, но при трифазно к.с. надхвърлят 90% от него (28.66 kA). ЕСО ЕАД препоръчва на собственика на уредбата да оцени необходимостта от планиране на подмяната им за края на периода.

3. П/ст „Пловдив“ – 110 kV

По отношение на изключвателната способност на прекъсвачите, е необходимо да се обърне особено внимание на п/ст „Пловдив“ 110kV.

При описания по-горе нормален режим на работа на ЕЕС, съществуващите прекъсвачи отговарят на изискванията.

За гарантиране на критерия за сигурност (n-1), паралелна работа на шини 110 kV стара ОРУ (220/110 kV) и нова ОРУ (400/110 kV) се налага при отпадане на един от четирите АТ в подстанцията. При включени СП 110 kV и при три работещи АТ (два по 250 MVA и един 200 MVA), при еднофазно к.с. стойността на изчислителния т.к.с. достига 36.06 kA и прекъсвачите в новата уредба не покриват условията за изключване на т.к.с. След подмяна на прекъсвачите в новата част с такива за 40 kA е допустима всяка комбинация от три АТ, при включени СП 110 kV.

Това налага подмяната на прекъсвачи 110 kV в новата ОРУ 110 kV на п/с „Пловдив“ да се заложи за началото на разглеждания период.

В заключение:

- За п/с „Пловдив“ подмяна на прекъсвачите 110 kV в новата част с такива за 40 kA да се планира в началото на разглеждания период;
- За п/ст „Курило“ подмяна на прекъсвачите 110 kV с такива за 40 kA да се планира в зависимост от влизането в експлоатация на двойния ЕП 110 kV между п/ст „Курило“ и п/ст „Металургична“;
- За края на периода да се заложи подмяната на прекъсвачите в п/ст „Металургична“ с прекъсвачи с ток на изключване 40 kA.

При развитието на електропреносната мрежа, в рамките на разглеждания 10-годишен период, на базата на токовете на късо съединение ще се прави своевременна оценка на състоянието на първичните съоръжения (прекъсвачи, разединители, измервателни трансформатори, вентилни отводи, заземителни и мълниезащитни инсталации) в съществуващите ОРУ.

8. Развитие на оптичната мрежа и на АСДУ

8.1. Развитие на оптичната мрежа

Оптичната телекомуникационна мрежа на ЕСО е част от телекомуникационната инфраструктура, използвана от средствата за АСДУ за управление и наблюдение на ЕЕС. Тази мрежа използва оптични влакна, вградени в мълниезащитните въжета (OPGW), подземни оптични кабели (OPUG) и самоносещи оптични кабели (ADSS).

Развитието на оптичната мрежа се осигурява с използване на OPGW при изграждане на нови електропроводни линии, при реконструкция на съществуващите, а също и с целева подмяна на класическото мълниезащитно въже с мълниезащитно въже с вградени оптични влакна.

Целеви монтаж на OPGW се извършва при недостатъчен трафичен капацитет на класическите ВЧ канали и съобразно потребностите на релейна защита, ПАА, САУП и SCADA/EMS.

Районите, в които предстои най-интензивно развитие на телекомуникационната инфраструктура за периода 2017-2026г са:

1. Град София – за компенсиране на отпадналите при изтичане на лиценза радиорелейни трасета и за осигуряване на резервирана телекомуникационна свързаност на обекти, които ще се управляват дистанционно;
2. Североизточна България – за наблюдаемост на ВЕИ в района (за нуждите на управление на ЕЕС в реално време от SCADA/EMS системите в ЦДУ) и за осигуряване на резервирана телекомуникационна свързаност на обекти, които ще се управляват дистанционно;
3. Централната част на Южна България (район Стара Загора) – за осигуряване на резервирана телекомуникационна свързаност на обекти, които ще се управляват дистанционно.
4. Централната и западна част на северна България, за ускорение на релейните защиты и за наблюдаемост на генериращите мощности в района.
5. Осигуряване на резервирана свързаност с оптичния телекомуникационен ринг на ЕСО на обектите, които имат междусистемни електропроводи 400kV и големите производствени мощности от системно значение.

8.2. Развитие на АСДУ

Развитието на автоматизираната система за диспечерско управление (АСДУ) е свързано с модернизация на изградените SCADA/EMS, телемеханични, телекомуникационни и захранващи системи и с изграждане на нови такива системи, чрез които ще се осигури по-добро управление на ЕЕС, намаляване на отказите, повишаване бързината на диагностициране на предаварийни ситуации и на времето за отстраняване на аварии.

Модернизация и развитие на SCADA/EMS системи

С европейско съфинансиране (50%/50%) ще бъдат модернизираны SCADA/EMS системите на ТДУ и ще бъдат доставени SCADA системи за четири опорни пункта (Плевен, Варна, Пловдив и Стара Загора). Със собствено финансиране ще бъдат модернизираны дисплейните стени на ЦДУ и ТДУ. В края на разглеждания период ще се търси европейско съфинансиране за модернизиране на SCADA/EMS системата на ЦДУ.

Модернизация и развитие на телемеханични системи

През разглеждания период трябва да завърши процеса на осигуряване на пълна наблюдаемост на генериращите мощности, присъединени към електропреносната мрежа. Ще бъдат телемеханизирани обекти, чиято наблюдаемост е необходима за динамичната оценка на потокоразпределението и за да бъде осигурена в реално време информация, необходима при ремонтни и аварийни схеми. Ще бъдат телемеханизирани обекти с изграждане на системи за дистанционно управление към опорните пунктове в София, Бургас, Плевен, Варна, Пловдив и Стара Загора. Ще бъдат модернизираны действащите телемеханични системи, част от които са въведени в експлоатация през 80-те години на 20-ти век.

Модернизация и развитие на телекомуникационни системи

През телекомуникационната мрежа се осигуряват:

- управление на ЕЕС в реално време от SCADA/EMS системите в ЦДУ;
- дистанционно управление на обекти, работещи без постоянен дежурен персонал;
- комуникация между надлъжно-диференциални защиты и между устройствата за предаване на команди за ускоряване действието на релейни защиты;
- комуникация между елементите за противоаварийната автоматика (ПАА);
- гласови комуникации за диспечерски нужди;
- гласови комуникации за административни нужди;
- високоскоростни връзки за обмен на информация в реално време с диспечерските пунктове на страните от ENTSO-E;
- пренос на технологична информация между локалните мрежи на ЦДУ и четирите ТДУ (информационни системи, електронна поща и др.);
- пренос на технологична информация за административни нужди на ЕСО и други.

През разглеждания период, развитието на телекомуникационните системи ще се определя основно от необходимостта за осигуряване на резервирани комуникационни линии с обекти, които ще се управляват от опорни пунктове. Телекомуникационните системи, които ще обслужват тази функция, трябва да пренасят данните в реално време, видеосигнал от системите за видеонаблюдение и да осигурят гласови комуникации, когато има експлоатационен или ремонтен персонал в обекта. Осигуряването на тези услуги ще бъде извършено посредством телекомуникационна апаратура, използваща оптична инфраструктура. Изграждането на ВЧ канали ще осигурява резервиране на обмена на данни в реално време и гласови комуникации за обекти, които не са включени в резервиран оптичен ринг към съответния опорен пункт.

Паралелно с разширението на оптичната мрежа, в съответствие с приетите принципи за сигурност, ще бъде развивана и системата за наблюдение целостта на оптичните влакна. Тази система дава информация за дефекти и прекъсвания на наблюдаваните оптични влакна на оторизирания персонал на системния оператор. Информацията съдържа указания за точното местоположение на прекъсването и дава възможност за бърза реакция.

Действащите телекомуникационни системи са с голямо разнообразие на технологии, типове и производители. Някои от тях са въведени в експлоатация през 80-те години на 20-ти век. През разглеждания период е необходимо да се модернизируют системата за пренос в опорната телекомуникационна мрежа и системите за достъп на

териториалните диспечерски управления, мрежата от ВЧ канали, диспечерската телефонна мрежа, диспечерските записващи устройства и мрежата от устройства за пренос на команди за ПАА и за ускоряване на действието на РЗ.

9. Управление на обекти от ЕЕС, без постоянен дежурен персонал

Електроенергийният системен оператор е в процес на промяна в начина на управление на подстанциите, които експлоатира.

Традиционната организация с 24-часово дежурство в обектите от дежурни оператори, които извършват оперативни превключвания, разпоредени им по телефон, постепенно се променя. Предвижда се, подстанциите 110/ср.н. (които са около 200 на брой) поетапно да останат само с по един оперативен дежурен, който да бъде на редовна смяна в работни дни. Този оперативен дежурен ще извършва обезопасяване и допускане до работа, в съответствие с изискванията на действащите в страната правилници и наредби. До 2019г. се предвижда да бъдат телемеханизирани 28 подстанции 110/ср.н.

Оперативните превключвания в тези обекти ще се извършват дистанционно, от "опорни" пунктове, които ще имат 24-часово дежурство. Дежурните оператори в "опорен" пункт ще имат правата и задълженията на оперативните дежурни в подстанциите, но ще могат да извършват превключвания в няколко обекта на ЕЕС.

Преминаването към дистанционно управление на обекти, без постоянен дежурен персонал се обуславя от няколко фактора, като по-важните са:

1. Добро развитие на телекомуникационната инфраструктура на ЕЕС, позволяващо реализиране на бързи и надеждни телекомуникационни канали;
2. Построени нови и рехабилитирани съществуващи обекти, които са подготвени изцяло или частично за преминаване към дистанционно управление. За да се завърши успешно планът за 20 години (да се премине към дистанционно управление на около 200 обекта на ЕЕС), в периода до 2026г се предвижда развитие в следните направления:
3. Изграждане на "опорни" пунктове с техническите средства за дистанционно управление на обекти (SCADA и други системи). За "опорните" пунктове в Плевен, Варна, Пловдив и Стара Загора ще бъдат доставени нови SCADA системи, като е осигурено съфинансиране от Европейската Банка за Възстановяване и Развитие (ЕБВР). За "опорните" пунктове в София и Бургас ще се реновират и използват SCADA/EMS системите на ТДУ, които ще бъдат подменени с нови през периода 2017-2018г., в рамките на посоченото по-горе грантово споразумение.
4. Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти (за 60 до 70 обекта в разглеждания 10 годишен период). Предвиждат се инвестициите до 2026г. да са в размер на около петнадесет милиона лева.
5. Изграждане на системи за видеонаблюдение, пожароизвестяване и охрана на обекти, които ще се управляват дистанционно. Предвиждат се инвестициите до 2026г. да са в размер на около 3.5 милиона лева.
6. Развитие на телекомуникационната мрежа за осигуряване на надеждна резервирана връзка с обекти, които ще се управляват дистанционно. Предвиждат се инвестициите до 2026г. да са в размер на около 8,5 милиона лева за развитие на телекомуникационната инфраструктурата и около 4,5 милиона лева за телекомуникационна апаратура.
7. Подмяна, ремонт или дооборудване на първични съоръжения (където е необходимо), за да се осигури надеждност на телеуправлението,

телесигнализацията и телеизмерването в "опорните" пунктове. Предвиждат се инвестициите/ремонтите до 2026г. да са в размер на 25 милиона лева.

За оптимизиране разходите по преминаване към дистанционно управление на обекти от ЕЕС, ще се работи в няколко региона, в които има съсредоточени относително голям брой обекти на малка площ.

Преминаването към режим на работа, без постоянен дежурен персонал ще доведе до оптимизиране на режима на работа на ЕЕС в съответните региони, чрез увеличаване на броя наблюдавани в системата на АСДУ обекти и подобряване на възможността за оперативно планиране и управление и постигане на оптимални режими на работа, както на отделните съоръжения, така и на ЕЕС в тези райони.

10. Оценка на необходимите инвестиции за реализация на предложения план

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

Таблица 10.1

Обекти от електропреносната мрежа	Година на реализация
Район София град	
Подстанции	
п/ст "Курило" - реконструкция на ОРУ 110kV и изграждане на две нови изводни полета за връзките с п/ст "Металургична"	2019
п/ст "Металургична", ОРУ 110kV - две нови изводни полета за връзките с п/ст "Курило"	2019
п/ст "Хаджи Димитър" - реконструкция на ОРУ 110kV	2023
Електропроводи	
Изграждане на нов двоен ЕП 110kV с проводници АСО 400 между п/ст „Металургична” и п/ст „Курило”	2019
Реконструкция с АСО400 на ЕП 110kV „Бучино” между ТЕЦ „Република” – п/ст „Банкя”	2017
Реконструкция на ЕП 110kV "Панорама" (п/ст "Княжево" - п/ст "Перун"), със стълбове за две тройки, като на първо време се изтегля едната тройка с проводници АСО 400	2017
Реконструкция с АСО400 на ЕП 110kV „Негован” (п/ст „Курило” – п/ст „Х. Димитър”), „Кривина” (п/ст „Казичене” – п/ст „Х. Димитър”) и „Металургия” (п/ст „Курило” – п/ст „Казичене”)	2025
Район София-област	
Подстанции	
п/ст "Марек" - разширение и реконструкция на ОРУ 110kV	2017
п/ст "Ботевград" - ново изводно поле 110kV за нов електропровод до п/ст „Мездра”	2020
ОРУ 110kV на ТЕЦ Бобов дол - изграждане на ново поле за ЕП Баланово	2017
Електропроводи	
Реконструкция на ЕП 110kV "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	2017
Реконструкция на ЕП 110kV "Илинден" от п/ст „Джумая” до ВЕЦ "Рила" като двоен, на нови стълбове за две тройки проводници АСО 400, като на първо време се изтегля едната тройка	2019
Район Благоевград	
Подстанции	
п/ст "Благоевград" - разширение с ново поле 400kV за новия ЕП 400 kV "Ветрен - Благоевград"	2026
п/ст "Джумая" - реконструкция на ОРУ 110kV	2019
Електропроводи	
Изграждане на нов ЕП 400kV от ВС „Ветрен” до п/ст „Благоевград”	2026
Район Монтана	
Подстанции	
п/ст "Мездра" - ново изводно поле 110kV за електропровода до п/ст „Ботевград”	2020
Електропроводи	
Изграждане второ захранване 110kV на п/ст „Оряхово” от ОРУ на АЕЦ „Козлодуй”, с използване на участъци от ЕП „Дунав” и ЕП „Неутрон”	2017
Изграждане на нов ЕП от ст.№ 94 на ЕП 110kV Магура до п/ст Бонония за отделяне на Видбол и Магура на отделни стълбовни линии	2019
Изграждане на нов ЕП 110kV от п/ст „Мездра” до п/ст „Ботевград”	2020
Район Плевен	
Подстанции	
П/ст „Пелово” – изграждане на ново изводно поле 110 kV за ЕП 110 kV до п/ст „Кнежа”	2024
П/ст „Кнежа” - изграждане на ново поле 110 kV за ЕП 110 kV до п/ст „Пелово”	2024
Електропроводи	
Изграждане на нов ЕП 110kV от п/ст „Пелово” до п/ст „Кнежа”	2024

Район Горна Оряховица	
Подстанции	
п/ст Царевец - изграждане на нова колона в ОРУ 400kV за ЕП Вазов към п/ст Пловдив	2026
п/ст Горна Оряховица ОРУ 220 kV - разширение с ново изводно поле за ЕП от п/ст Образцов чифлик	2026
Район Русе	
Подстанции	
п/ст Образцов чифлик ОРУ 220 kV - разширение с ново изводно поле за ЕП от п/ст Горна Оряховица	2026
Електропроводи	
Изграждане на нов ЕП 220kV от п/ст „Образцов чифлик“ до п/ст „Горна Оряховица“, паралелно на съществуващия "Стрелец"	2027
Район Варна	
Подстанции	
п/ст „Варна“ – изграждане на нова колона с два прекъсвача и едно изводно поле за нов ЕП 400kV до п/ст „Бургас“	2020
п/ст „Добруджа“ - доставка и монтаж на реактор 50MVAг	2019
п/ст „Добруджа“ – реконструкция на ЗРУ 31,5kV	2018
п/ст „Генерал Тошево“ – реконструкция на ОРУ 110kV в единична секционирана и подмяна на електромеханични релейни защиты	2026
п/ст "Шабла" - изграждане ново поле 110kV за ЕП "Дропла 2" и монтаж на трети трансформатор 110/20kV	2025
ОРУ ТЕЦ „Варна“ – доставка и монтаж на една кондензаторна батерия, директно присъединена към шини 110kV	2017
ОРУ ТЕЦ „Варна“ – реконструкция на ОРУ 220 и 110kV, монтаж на АТ2, 220/110kV и изграждане на пожарогасене.	2019
ОРУ ТЕЦ „Варна“ – преместване на АТ1, 220/110kV и изграждане на пожарогасене.	2021
Изграждане на ново поле 110kV в п/ст "Варна север" за ЕП 110 kV "Кичево"	2020
Изграждане на ново поле 110kV в п/ст "Варна запад" за ЕП 110 kV "Батово"	2020
п/ст "Добрич" 110kV - реконструкция на ОРУ 110kV и подмяна на релейни защиты	2024
Електропроводи	
Реконструкция на ЕП 110kV "Димитър Ганев" от п/ст „Добрич“ до п/ст „Добруджа“ като двоен, с проводници АСО 400	2026
Реконструкция на ЕП 110kV "Димитър Ганев" от п/ст „Добрич“ до п/ст „Ген. Тошево“ като двоен, с проводници АСО 400	2026
Реконструкция на ЕП 110kV "Дропла" от п/ст „Шабла“ до п/ст „Ген. Тошево“ като двоен, с проводници АСО 400	2025
Изграждане на нов двоен ЕП 110kV „Батово“ и „Кичево“, 2xАСО 400 между п/ст „Каварна“ и п/ст „Варна север“/ „Варна запад“	2020
Район Бургас	
Подстанции	
п/ст "Карнобат" - реконструкция ОРУ 110kV и подмяна на електромеханични защиты	2018
п/ст"Бургас" - доставка и монтаж на трети АТ400/110kV, 250MVA	2021
п/ст"Бургас" - изграждане на ново поле за ЕП 110kV "Свобода"	2017
п/ст „Бургас“ – изграждане на нова колона с два прекъсвача и едно изводно поле за нов ЕП 400kV до п/ст „Варна“	2020
Електропроводи	
Реконструкция на ЕП 220kV „Камчия“ от п/ст МИ2 до п/ст Карнобат със запазване на сечението	2020
Реконструкция на ЕП 220kV „Камчия“ от п/ст Добруджа до п/ст Карнобат със запазване на сечението	2027
Изграждане на нов ЕП 400kV "Сан Стефано" с OPGW от п/ст „Марица изток“ (Гълъбово) до п/ст „Бургас“	2022
Изграждане на нов ЕП 400kV с OPGW от п/ст „Бургас“ до п/ст „Варна“	2021
Район Стара Загора	
Подстанции	
п/ст „Марица Изток“ - изграждане на трета и пета колони 400kV	2020
п/ст „Марица Изток“ - монтаж на 2xШР50MVAг, свързани към АТ401 (400/220kV)	2019
"Марица изток 3" - изграждане на първа колона и изграждане на изводно поле в ОРУ 400 kV " за нов ЕП 400kV до п/ст "Марица изток"	2019

п/ст "Траяна" - ново поле за връзка 110kV към п/ст "Стара Загора"	2017
Електропроводи	
Изграждане на нов междусистемен ЕП 400kV с OPGW от п/ст "Марица изток" до п/ст "Nea Santa" (Greece)	2023
Изграждане на нов ЕП 400kV с OPGW между п/ст „Марица изток” (Гълъбово) и ОРУ на ТЕЦ „Марица изток 3”, паралелно на съществуващия ЕП „Хеброс”	2021
Изграждане на нов кабел или ЕП 110kV "Кипарис" (п/ст "Траяна" - п/ст "Стара Загора")	2017
Район Хасково	
Подстанции	
п/ст "Ардино" - реконструкция на ОРУ 110kV	2019
Електропроводи	
Реконструкция на ЕП 110kV „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;	2017
Реконструкция на ЕП 110kV „Даладжа” между п/ст „Гледка” и п/ст „Ардино” с проводници АСО 400	2020
Район Пловдив	
Подстанции	
ВС "Ветрен" - реконструкция на ОРУ 400kV и изграждане на ново поле за новия ЕП 400 kV "Ветрен - Благоевград"	2025
п/ст "Пловдив" - реконструкция на ОРУ 110kV и премахване репера на шини 110kV	2020
п/ст Пловдив - изграждане нова колона за ЕП 400kV "Вазов" към п/ст "Царевец"	2025
п/ст „Пясъчник” - реконструкция на ОРУ 110 kV	2017
п/ст „Пещера” - изграждане ново поле 110 kV и удължаване шинна система	2017
Електропроводи	
Изграждане на нов ЕП 400kV с OPGW, между п/ст „Пловдив” и п/ст „Марица изток” (Гълъбово), паралелно на съществуващия ЕП „Иван Попов”	2020
Изграждане на ЕП 110kV "Розово" между ВЕЦ „Цанков камък” и ВЕЦ „Въча 1”	2020
Изграждане на нов ЕП 110kV "Терес": п/ст "Чернозем" - п/ст "Пясъчник"	2017
Реконструкция на ЕП 110kV „Преспа” с проводник АСО 400 и OPGW (п/ст Сев. Родопи - п/ст Смолян)	2017
Реконструкция на ЕП 110kV „Чая” с проводник АСО 400 и OPGW (п/ст Асеновград - п/ст Сев. Родопи)	2017
Реконструкция на ЕП 110kV „Болгар” с АСО 400, п/ст „Карлово 1” – п/ст „Карлово 2”	2018
Изграждане на нов ЕП 400kV „Вазов” от п/ст „Царевец” до п/ст „Пловдив”	2026

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

Таблица 10.2

Обекти от електропреносната мрежа	Година на реализация
ЕЛЕКТРОПРОВОДИ	
Реконструкция на ЕП 110kV Руда с АСО 400 (ст.4 - Бухово)	2017
Реконструкция на ЕП 110kV Божур с АСО 400 и OPGW (Симитли - Разлог)	2017
Реконструкция на ЕП 110kV Градище (Левски - Павликени)	2025
Реконструкция на ЕП 110kV Бохот (Русаля - Горна Оряховица)	2017
Реконструкция на ЕП 110kV Сигнал (Тръстиково - Величково)	2023
Реконструкция на ЕП 110kV Азот-Дракон (Добруджа – ст.1)	2023
Реконструкция на ЕП 110kV Бор (Завет - Карнобат)	2024
Реконструкция на ЕП 110kV Граничар (Елхово - ст.218)	2017
Реконструкция на ЕП 110kV Орляк (Добруджа - Вълчи дол), като двоен, на стълбове за 2 тройки АСО 400, като се изтегли едната тройка	2023
Реконструкция на ЕП 110kV Енчец (ВЕЦ Кърджали - Веселчане)	2024
Реконструкция на ЕП 110kV Резбарци (ВЕЦ Кърджали - Гледка)	2024
Реконструкция на ЕП 110kV Игнатиев (ТЕЦ Пловдив - Чернозем)	2018
Реконструкция на кабел 110kV Аязмо (Самара - Траяна)	2022
Реконструкция на ЕП 110kV Калитиново (Нова Загора - ТП - К. Ганчев)	2017
Реконструкция на ЕП 110kV Тунджа (ст.14 - ст.88)	2018
Реконструкция на ЕП 220kV Сила (МИ - ТЕЦ МИ2)	2024
Реконструкция на ЕП 110kV Странджа (МИ - Марица 3)	2023
Реконструкция на ЕП 110kV Аспарухов вал (АЕЦ Козлодуй – Вълчедръм)	2017
Реконструкция на ЕП 110kV Лавров-Градина (ст. 139 – Долни Дъбник)	2017
Изграждане на нов ЕП 110kV за присъединяване на п/ст Обзор към ЕП Емона	2017
Изграждане на нов ЕП 110kV за присъединяване на п/ст Поморие към ЕП Ахелой	2017
ИЗГРАЖДАНЕ НА ОПТИЧНА МРЕЖА	
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Рачо	2017
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Жерково	2017
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Дон - Скобелев	2017
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Космос	2017
Развитие на оптичната мрежа към районите на Видин и Добрич	2017
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Кубратово 8.2 км	2017
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Кристал 6.7 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Радецки 25.7км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Липа 8.2 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Доганово 12.2 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Дъбрава 14.6 км	2018
Изграждане на оптична свързаност между п/ст Металургична и п/ст Бухово по ЕП 400kV Ботунец и ЕП 110kV Руда	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Бетон 2,5 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Буря-Чардафон 7.1 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Ариана 2.1 км по присъединителен договор	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Горубляне 2.5 км по присъединителен договор	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Търнак 19.1 км	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Еница 9.5 км	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Броня 6.7 км	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Малага	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Безово	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Лесново 11.5 км	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Мълния-Светкавица 1.8 км	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Въбел 10 км	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Патлейна 15.4 км	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Поройна 1.15 км (от п/ст Шн.1 до ст.6)	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Ябълка от връзка към OPGW 400kV Руен до п/ст	2022

Кюстендил (по проект 11.6 км)	
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Хисарлъка 9.5 км	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 220 kV Куманица 17 км	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Рубин 7.2 км	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Румянцево 12.9 км	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Певец 27.8 км	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Михалци 14.2 км	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Раховец 8 км	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Драгомиров 39.5 км	2023
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Мухово 24 км	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Мирово	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Орляк	2023
ПОДСТАНЦИИ	
Район София град	
п/ст "Металургична - реконструкция на ОРУ 110kV и подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2026
п/ст "Х. Димитър" - изграждане на нови СН	2017
п/ст "Красно село" - изграждане на нови СН	2017
П/ст Баня - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2017
П/ст Бухово - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2017
П/ст Връбница - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
П/ст Искър-Индустрия - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2019
Район София област	
п/ст "Златица" - монтаж на разединители за превключване на еднофазни трансформатори 400/110 kV	2017
п/ст Златица - реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2017
ТЕЦ "Република" - реконструкция ОРУ 110 kV	2017
п/ст Самоков - реконструкция ОРУ 110 kV	2020
п/ст "Ихтиман" 110/20kV - изграждане на нова подстанция	2020
п/ст "София запад" - подмяна на релейни защиты 400kV	2018
п/ст "Калище" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2018
п/ст "Кракра" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Бабино" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2026
ОРУ 110kV, ТЕЦ "Република" - подмяна на електромеханични релейни защиты	2023
п/ст "Брезник" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2022
п/ст "Радомир" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2024
ОРУ 110kV, ТЕЦ "Бобов дол" - подмяна на електромеханични релейни защиты	2026
п/ст "Костенец" - въвеждане на релейни защиты	2019
п/ст "Елин Пелин" - въвеждане на релейни защиты	2017
п/ст "Кюстендил" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2026
п/ст "Скакавица" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2026
п/ст Казичене - подмяна на релейни защиты в ОРУ 110kV	2017
Район Благоевград	
п/ст "Банско" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2020
п/ст "Банско" - подмяна на силов трансформатор 25MVA с 40/50MVA	2017
Район Монтана	
п/ст Бойчиновци - реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2018
п/ст "Бяла Слатина" - секционирание на шинна система с 2 разединителя в ОРУ 110kV	2017
п/ст "Лом" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2017
п/ст "Брусарци" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2020
п/ст "Бонония" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2021
п/ст "Видин 2" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2023
п/ст "Кула" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2023
п/ст "Орешец" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2023
п/ст "Берковица" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2024

п/ст "Бяла Слатина" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Букьовци" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Оряхово" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Кнежа" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
Район Плевен	
П/ст Плевен 1 ЗРУ 20 kV - изграждане на системи за управление, СОТ, видео наблюдение и пожароизвестяване и ъпгрейд на РЗ	2017
П/ст Сторгозия - изграждане на системи за периметрова охрана, видео наблюдение и пожароизвестяване и ъпгрейд на РЗ	2017
П/ст Плевен 2 - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2017
П/ст Плевен изток - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2019
п/ст "Ловеч" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2023
п/ст "Долни Дъбник" - реконструкция на ОРУ 110kV	2019
п/ст "Плевен 1" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2021
п/ст "Тетевен" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2018
п/ст "Троян 1" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2020
п/ст "Троян 2" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2018
п/ст "Златна Панега" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2018
п/ст "Червен бряг" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2020
п/ст "Полски Тръмбеш" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2021
п/ст "Мелта" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2024
п/ст "Луковит" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Тръстеник" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
Район Горна Оряховица	
п/ст "Царевец" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2017
п/ст "Балкан" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2019
п/ст "Трявна" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2021
п/ст "Габрово" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2022
п/ст "Дряново" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
Район Русе	
п/ст "Разград" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2020
п/ст "Русе" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2022
п/ст "Исперих" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2021
п/ст "Кубрат" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2024
п/ст "Дулово" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
Район Шумен	
п/ст "Мадара" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2018
п/ст "Нови пазар" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2021
п/ст "Шумен 1" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2021
п/ст "Шумен изток" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Търговище 1" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2019
п/ст "Каолиново" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2021
п/ст "Преслав" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2023
п/ст "Попово" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Юбилейна" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2026
Район Варна	
п/ст "Добруджа" - изграждане пожарогасителна инсталация	2017
П/ст "Добруджа" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2017
П/ст "Варна запад" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2017
Опорен пункт Север - Проектиране и изграждане на СОТ, видеонаблюдение и пожароизвестяване (п/ст Варна Север, п/ст Варна запад и п/ст Зл. пясъци)	2017
п/ст "Девня 1" - реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна на релейни защиты	2020
п/ст "Варна" - подмяна на релейни защиты 400kV	2017
п/ст "Лазур" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2020
п/ст "Фаворит" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2020
п/ст "Старо Оряхово" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2026
п/ст "Албена" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2026

Район Бургас	
п/ст "Славейков" - реконструкция на ЗРУ 20 kV инженеринг, съоръжения, частична ошиновка, предкилийни шкафове и частичен ремонт на сградата	2023
п/ст "Победа" - Реконструкция на ОРУ 110 kV, инженеринг с подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2020
п/ст "Бургас" - реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна на защиты	2017
п/ст "Хелиос" - подмяна силов трансформатор 25 MVA с 40/50 MVA	2017
п/ст "Хоризонт" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2019
п/ст "Приморско" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2021
п/ст "Меден рудник" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2026
п/ст "Ямбол" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2022
п/ст "Стралджа" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Тенево" - въвеждане на релейни защиты	2017
п/ст "Златен рог" - въвеждане на релейни защиты	2020
п/ст "Кабиле" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2026
Район Стара Загора	
п/ст "Марица изток" - реконструкция на ОРУ 110kV	2018
п/ст "Марица изток" - изграждане на пожарогасене за АТ 401, АТ 201 и АТ 202	2017
П/ст "Самара" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2017
П/ст "Казанлък" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2017
П/ст "Загорка" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2017
П/ст "Зора" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
П/ст "Железник" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2019
Опорен пункт Стара Загора - изграждане на периметрова охрана, видеонаблюдение, пожарозвествяване за п/ст Казанлък, п/ст К.Ганчев и п/ст Самара	2017
ОРУ "Марица изток 3" - изграждане на система за управление в ОРУ 220 kV	2017
ОРУ "Марица изток 3" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 400 kV	2026
ОРУ на ТЕЦ "Марица изток 2" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2017
п/ст "Стара Загора" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2018
п/ст "Чудомир" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2019
ОРУ ТЕЦ "Сливен" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2023
п/ст "Сливен индустрия" - въвеждане на релейни защиты	2019
п/ст "ТЕЦ МИ2 - ОРУ 400kV" - подмяна на релейни защиты 400kV	2017
Район Хасково	
п/ст "Харманли" - реконструкция на ОРУ 110 kV и въвеждане на релейни защиты	2022
п/ст Димитровград - изграждане токоограничаващи реактори страна 6kV на Трафо 1 и Трафо 2	2018
п/ст "Узунджово" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2018
п/ст "Димитър Канев" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2019
п/ст "Арпезос" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2023
п/ст "Бенковски" - въвеждане на релейни защиты	2020
Район Пловдив	
П/ст "Пловдив" 2 ЗРУ 20 kV - ъпгрейд на релейни защиты Ср.Н	2017
П/ст "Лаута" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2017
П/ст "Филипово" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2017
П/ст "Христо Ботев" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
П/ст "Христо Смирненски" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2019
п/ст Раковски - подмяна силов трансформатор 25 MVA с 40/50 MVA - 2 бр.	2017
п/ст "Филипово" - реконструкция на ОРУ 110kV	2017
ОРУ ТЕЦ Пловдив - реконструкция на ОРУ 110kV	2017
п/ст "Септемврийци" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2020

п/ст "Пловдив" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2019
п/ст "Карлово 2" - въвеждане на релейни защиты	2018
п/ст "Панагюрище" - въвеждане на релейни защиты	2019
п/ст "Сопот" - реконструкция на ОРУ 110kV	2018
п/ст "Сопот" - въвеждане на релейни защиты	2019
п/ст "Конски дол" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Ветрен" - подмяна на релейни защиты 400kV	2017
п/ст "Рудозем" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2026
Доставка и монтаж на СТ	2024
ИЗГРАЖДАНЕ НА СГРАДИ	
п/ст "ТЕЦ Бобов дол" - въвеждане в експлоатация на нова командна сграда, релейни защиты 110 kV, СН, Заземителна и мълниезащитна инсталация	2020
ОРУ ТЕЦ Република - изграждане нова командна сграда	2022
П/ст Горна Оряховица - изграждане ново ЗРУ 20kV	2020
ОРУ ТЕЦ Сливен - въвеждане в експлоатация на нова командна сграда и ЗРУ 20kV	2025
ОРУ ТЕЦ Пловдив - изграждане нова командна сграда	2021
РЕХАБИЛИТАЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ НА ИЗМЕРВАТЕЛНИ СИСТЕМИ	
Доставка и монтаж на статични електромери	2026
Рехабилитация на търговско мерене в подстанции	2026
МОДЕРНИЗАЦИЯ И РАЗШИРЕНИЕ НА АСДУ	
АСДУ - общи	
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционно наблюдение на апаратура за АСДУ	2026
АСДУ-ТК	
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа от устройства за оптичен пренос	2026
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа ВЧ канали (включително - ВЧ обработки)	2026
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа за пренос на команди за УРЗ и ПАА	2026
Разширение и модернизация на диспечерската телефонна мрежа	2026
Модернизация на диспечерските записващи устройства	2026
Разширение и модернизация на система за наблюдение целостта на оптичните влакна	2026
АСДУ-ТМ	
Разширение и модернизация на диспечерската телемеханична мрежа	2026
Телемеханизиране на обекти на ЕЕС	2026
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "София юг"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст Бухово	2017
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст Връбница	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст Искър индустрия	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2026
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Плевен"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Плевен 2	2017
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Плевен изток	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2025
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Варна"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Варна Запад	2017
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2026
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Бургас"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2026
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Стара Загора"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Загорка	2017
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Зора	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Железник	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2026

Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Пловдив"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Лаута	2017
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Филипово	2017
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Хр. Ботев	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Христо Смирненски (п/ст Пълдин)	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2026
АСДУ-SCADA/EMS	
Разширение на възможностите на телекомуникационните интерфейси на SCADA/EMS системи	2023
Доставка и монтаж на SCADA система за опорен пункт в п/ст София юг	2022
Доставка, монтаж и въвеждане в експлоатация на Диспечерска Тренажорна Система (съфинансиране от ЕБВР, грант 055А)	2017
Доставка, монтаж и въвеждане в експлоатация на системи за наблюдение, контрол и управление (SCADA) на четири опорни пункта за управление на подстанции	2018
Модернизация на системите за наблюдение, контрол и управление (SCADA/EMS) на ТДУ Запад, ТДУ Изток, ТДУ Север и ТДУ Юг	2018
Модернизация на 5 броя дисплейни стени за ЦДУ и ТДУ	2017
Модернизация на системата за наблюдение, контрол и управление (SCADA/EMS) на ЦДУ	2025
АСДУ-резервирано електрозахранване	
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване 380/220VAC - инвертори, UPS-и, дизел-генератори, АВР-и	2026
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - токоизправители 48VDC и батерии към тях	2026
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - токоизправители 220VDC и батерии към тях	2026
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - захранващи табла	2026

Забележка: Обектите от Таблица 10.2. не са включени в Таблица 10.1.

10.3. Необходими инвестиции за изпълнение на плана

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...2026г. са посочени в Таблица 10.3:

Таблица 10.3

Година	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Разходи, хил. лв.	114 780	120 813	128 474	128 877	125 078	127 825	129 226	131 076	132 904	133 282

Необходимите инвестиции за развитие на електропреносната мрежа за периода 2017...2026г. (Таблица 10.3), се оценяват на 1272,3 млн.лв., от които 148,1 млн.лв. са привлечени европейски средства.

Пояснение: Паралелно с 10-годишния план, ЕСО е разработил подробна "Инвестиционна програма за периода 2017...2026г.", съдържаща прогнозните стойности на всички разходи по съоръжения и дейности.

10.4. Развитие на релейните защиты

10.4.1. Подмяна на стари електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV на подстанции от системно значение със съвременни цифрови релейни защиты

В края на деветдесетте години на миналия век, стартира подмяната на електромеханичните релейни защиты с изчерпан експлоатационен ресурс, с модерни цифрови релейни защиты. Усилията бяха насочени приоритетно към мрежи 220kV и 400kV. В резултат, към 2016г., мрежи 220kV и 400kV (с малки изключения), са оборудвани със съвременни цифрови релейни защиты.

Въпреки започналата преди 4-5 години подмяна, в някои големи и редица по малки уредби 110kV все още в експлоатация са електромеханични релейни защиты от типа RD110, A11, PHT и др., с изтекъл експлоатационен ресурс, спрени от производство и без осигурени резервни части. Подмяната на тези устройства е наложителна и ще доведе до намаляване на отказите, подобряване сигурността на работа, повишаване качеството на обслужване и намаляване разходите за поддържане.

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

Таблица 10.4.1

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]	РЗ на тр-ри 110kV/Ср.Н [брой тр-ри]	ДЗШ 110kV [брой системи]
2017	П/ст „Царевец“	7 бр.		1 с-ма
	П/ст „Алеко“			1 с-ма
	ТЕЦ „МИ 2“	8 бр.		1 с-ма
	П/ст „Столник“	-	-	1 с-ма
	П/ст „Златица“	13 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Бургас“	7 бр.	-	въведена
	П/ст „Казичене“	10 бр.		1 с-ма
	П/ст „Лом“	3 бр.	-	1 с-ма
2018	П/ст „Мадара“	14 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Тетевен“	2 бр.	не	не
	П/ст „Троян2“	2 бр.	1бр.	не
	П/ст „Златна Панега“	2 бр.	не	не
	П/ст „Бойчиновци“	8 бр.	-	-
	П/ст „Калище“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Ст. Загора“	8 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Христо Ботев“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Узунджово“	3 бр.		1 с-ма
2019	П/ст „Девня1“	6 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Търговище1“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Балкан“	не	не	1 с-ма
	П/ст „Хоризонт“	2 бр.	2 бр.	-
	п/с „Димитър Канев“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	ОРУ ТЕЦ „Пловдив“	6 бр.		1 с-ма
	п/с „Пловдив“	14 бр.	2 бр.	2 с-ми
	П/ст „Чудомир“	4 бр.	-	1 с-ма
2020	П/ст „Брусарци“	5 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Банско“	6 бр.	-	-
	П/ст „Септемврийци“	5 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Фаворит“	3 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Лазур“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Троян1“	не	2 бр.	не
	П/ст „Червен бряг“	не	3 бр.	1 с-ма
	п/с „Победа“	2 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Разград“	9 бр.	2 бр.	1 с-ма

2021	П/ст „Плевен 1”	7 бр.	3 бр.	1 с-ма
	П/ст „Нови пазар“	не	2 бр.	не
	П/ст „Шумен1“	не	1 бр. (+ 2бр. МТЗ)	не
	П/ст „Трявна	не	1 бр. (+1 бр. МТЗ)	не
	П/с „Исперих“	3 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Бонония”	8 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Приморско”	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
2022	П/ст „Русе”	1 бр.	3 бр.	1 с-ма
	П/ст „Габрово“	не	не	1 с-ма
	П/ст „Каолиново“	2 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Брезник”	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Ямбол”	7 бр.	2 бр.	1 с-ма
2023	П/ст „Ловеч”	4 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Видин 2”	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	ТЕЦ „Сливен”	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Кула”	3 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Орешец”	3 бр.	-	не
	П/ст „Арпезос”	7 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/с „Преслав“	2 бр.	2 бр.	
	ТЕЦ „Република”	8 бр.	-	1 с-ма
2024	П/ст „Берковица”	2 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Кубрат”	2 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Радомир”	2 бр.	-	не
	П/ст „Мелта“	2 бр.	2 бр.	не
2025	П/ст „Бяла Слатина“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Буковци“	3 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Оряхово“	-	2 бр.	не
	П/ст „Кракра”	2 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Дулово“	3 бр.	не	не
	П/ст „Попово“	4 бр.	не	не
	П/ст „Шумен изток“	1 бр.	не	не
	П/ст „Луковит“	2 бр.	2 бр.	не
	п/с „Конски дол“	3 бр.	2 бр.	не
	п/с „Стралджа“	2 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Кнежа“	2 бр.	не	не
	П/ст „Тръстеник“	1 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Дряново“	не	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Генерал Тошево“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Металургична”	9 бр.	-	1 с-ма
2026	ТЕЦ „Бобов дол“	4 бр.	не	не
	П/ст „Кюстендил“	3 бр.	не	не
	П/ст „Скавица“	4 бр.	не	не
	П/ст „Бобов дол“	-	2 бр.	не
	п/с „Рудозем“	2 бр.	2 бр.	не
	п/с „Меден рудник“	3 бр.	2 бр.	не
	п/с „Кабиле“	3 бр.		1 с-ма
	П/ст „Юбилейна“	не	2 бр.	не
	П/ст „Бабино“	2 бр.	не	не
	П/ст „Албена“	2 бр.	2 бр.	не
П/ст „Старо Оряхово“	3 бр.	2 бр.	Не	

10.4.2. Въвеждане на РЗ на електропроводи (ЕП) 110kV с цел, по-добро секционирание на повредите

В електропреносната мрежа има определен брой подстанции, в които по различни причини не са въведени в експлоатация релейни защиты на захранващите ги ЕП 110kV. Обикновено такива подстанции са свързани към ЕЕС с два ЕП 110kV, шинните им системи се явяват като елемент от електропроводите и се защитават от

РЗ на ЕП 110kV в съседните обекти. При трайна повреда на един от захранващите ЕП 110kV, съответната подстанция остава без напрежение до извършване на оперативни превключвания. Въвеждането на РЗ в такива подстанции ще подобри сигурната работа на електропреносната мрежа в района и ще намали броя и продължителността на прекъсванията в електрозахранването на крайните консуматори.

Планира се въвеждане на РЗ на ЕП 110kV в следните подстанции:

Таблица 10.4.2

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]
2017	П/ст „Койнаре“	2 бр.
	П/ст „Тенево“	2 бр.
	П/ст „Елин Пелин“	2 бр.
2018	П/ст „Карлово 2“	2 бр.
2019	П/ст „Костенец“	2 бр.
	П/ст „Панагюрище“	2 бр.
	П/ст „Сливен индустрия“	2 бр.
	П/ст „Сопот“	2 бр.
2020	П/ст „Златен рог“	2 бр.
	П/ст „Харманли“	2 бр.
	П/ст „Бенковски“	2 бр.
2021	П/ст „Полски Тръмбеш“	2 бр. ЕП + 1 СТ

10.4.3. Подмяна на статични РЗ тип RAZFE на ЕП (АТ) 400kV, RADSG на участъци от шини 400kV, RADSS (ДЗШ) и RAICA (УРОП)

През 80-те години на миналия век, като резервни релейни защиты на важни ЕП 400kV, автотрансформатори, диференциални защиты на шинни системи, основни релейни защиты на участъци от шини 400kV и УРОП на прекъсвачи бяха въведени в експлоатация модерни за времето си статични релейни защиты тип RAZFE, RADSG, RADSS и RAICA. За повече от 30 години експлоатация, те доказаха своята надеждност, точност и бързодействие.

Релейните защиты от този тип са вече в края на своя експлоатационен ресурс, производството им е спряно и все по-трудно се намират резервни части.

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

Таблица 10.4.3

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой РЗ]	РЗ на АТ [брой РЗ]	ДЗО [брой РЗ]	ДЗШ и УРОП
2017	П/ст „Мизия“	не	1	1	1 система
	П/ст „Варна“	не	4	2	1 система
	ТЕЦ МИ2 – ОРУ 400kV	2 – сменени	не	2	не
	В/ст „Ветрен“	4	не	2	не
2018	П/ст „София запад“		не	не	1 система
2026	ОРУ 400 kV ТЕЦ“МИ 3“				1 система

ЗАКЛЮЧЕНИЯ

1. Към настоящия момент се счита, че до 2026г., брутното електропотребление в страната няма да надвиши **40410 GWh**.

2. Очакваният абсолютен максимален електрически товар на България през 2026г. е **8050 MW**, а максималния товар за среден работен ден е **7520 MW**.

3. Делът на енергията от ВЕИ, от брутното крайно потребление през 2026г. се очаква да достигне 20% от прогнозираното брутно електропотребление в страната. Провеждането на мерки за енергийна ефективност би подпомогнало осъществяването на националните индикативни цели, като вместо инвестиции в изграждане на нови ВЕИ, е възможно да се направят инвестиции за намаляване на енергийния интензитет.

4. За гарантиране сигурната работа на ЕЕС при нормални и ремонтни схеми и реализиране на предвижданото производство на електроенергия в страната, е необходимо поетапно развитие на електропреносната мрежа в съответствие с **Таблица 10.1 и Таблица 10.2**.

5. 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...2026г. са посочени в **Таблица 10.3**.

6. За управление на ЕЕС в реално време, изпълнение на графици за междусистемни обмени и поддържане сигурността, в съответствие с изискванията на ENTSO-E (в условия на намалено производство от конвенционални електроцентрали и повишено производство от ВЕИ), е необходимо:

- повишаване на регулиращите възможности на ПАВЕЦ "Чаира", чрез завършване изграждането на язовир "Яденица";
- рехабилитиране на ПАВЕЦ "Чаира", ПАВЕЦ "Белмекен", ВЕЦ "Сестримо" и ВЕЦ "Момина клисура";
- ново поле във ВЕЦ "Въча 1" за електропровод 110kV към ВЕЦ "Цанков камък".