

**План
за развитие на преносната
електрическа мрежа на България за
периода 2020-2029г.**

СОФИЯ, 2020

СЪДЪРЖАНИЕ

1. ВЪВЕДЕНИЕ.....	3
2. АНАЛИЗ И ПРОГНОЗА ЗА РАЗВИТИЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ...4	4
3. АНАЛИЗ НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....7	7
4. ПРОГНОЗНИ БРУТНИ МОЩНОСТНИ И ЕНЕРГИЙНИ БАЛАНСИ9	9
5. ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА УПРАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ ГЪВКАВОСТТА НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....12	12
5.1. БАЗОВИ МОЩНОСТИ	12
5.2. МОЩНОСТИ С ПРИОРИТЕТНО ПРОИЗВОДСТВО	13
5.3. БАЛАНСИРАЩИ И РЕЗЕРВИРАЩИ МОЩНОСТИ	13
6. РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....14	14
6.1. ПЛАНИРАНЕ НА РАЗВИТИЕТО НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА	14
6.2. ПРИНЦИПИ ПРИ ИЗСЛЕДВАНЕ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО И НИВАТА НА НАПРЕЖЕНИЯТА.....17	17
6.3. ИЗХОДНИ ДАННИ ЗА ПОДГОТОВКА НА ИЗЧИСЛИТЕЛНИТЕ МОДЕЛИ	17
6.4. АНАЛИЗ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО В ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА.....18	18
6.5. ХАРАКТЕРНИ ОСОБЕНОСТИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА ПО РАЙОНИ.....21	21
6.6. ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НА НОВИ ЯДРЕНИ МОЩНОСТИ.....26	26
7. НИВА НА ТОКОВЕТЕ НА КЪСИ СЪЕДИНЕНИЯ.....26	26
7.1. Т.К.С. В МАКСИМАЛЕН РЕЖИМ ЗА НАЧАЛОТО И КРАЯ НА ПЛАНОВИЯ ПЕРИОД	26
7.2. КРАТКО ОПИСАНИЕ НА ЕЕС ЗА 2020 Г.	29
7.3. КРАТКО ОПИСАНИЕ НА ЕЕС ЗА 2029 Г.	29
7.4. АНАЛИЗ НА РЕЗУЛТАТИТЕ И ПРЕПОРЪКИ.....30	30
8. РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА И НА АСДУ.....31	31
8.1 РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА	31
8.2 РАЗВИТИЕ НА АСДУ	32
9. УПРАВЛЕНИЕ НА ОБЕКТИ ОТ ЕЕС, БЕЗ ПОСТОЯНЕН ДЕЖУРЕН ПЕРСОНАЛ33	33
10. ОЦЕНКА НА НЕОБХОДИМИТЕ ИНВЕСТИЦИИ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПЛАН ..34	34
10.1. Основни обекти от електропреносната мрежа, които трябва да бъдат реконструирани или построени нови до 2029г., за изпълнение на критериите за сигурност на ЕЕС.....	34
10.2. Реконструкция на съществуващи обекти и изграждането на нови до 2029г., съгласно инвестиционната програма на ЕСО	37
10.3. Развитие на релейните защиты.....	57
10.4. Необходими инвестиции за изпълнение на плана	60
ЗАКЛЮЧЕНИЯ.....61	61
ПРИЛОЖЕНИЕ 162	62

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) и с Рамково Споразумение за работа в синхронната зона за регионална група Континентална Европа (Synchronous Area Framework Agreement for RC CE).

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 2020 – 2029 г. 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 2029 г.;
- 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 2029г., 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.

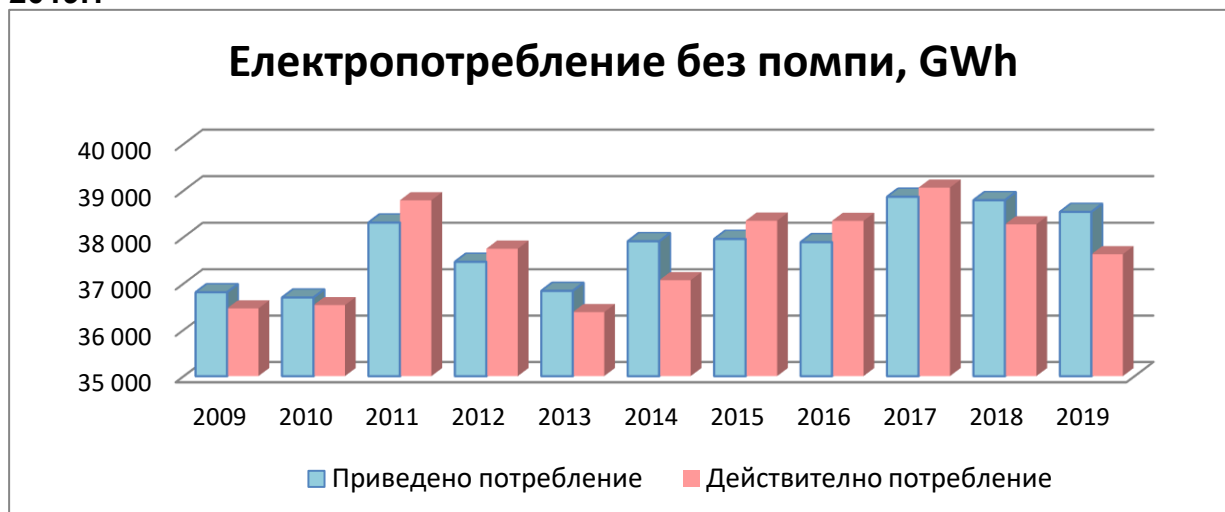
Изложените в разработката прогнози за развитие на електрическите товари и производствени мощности са направени, чрез използването на съвременни методи на прогнозиране. Използвана е информация за развитие на електропотреблението и производствените мощности, предоставена от електроразпределителните и електропроизводствените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

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

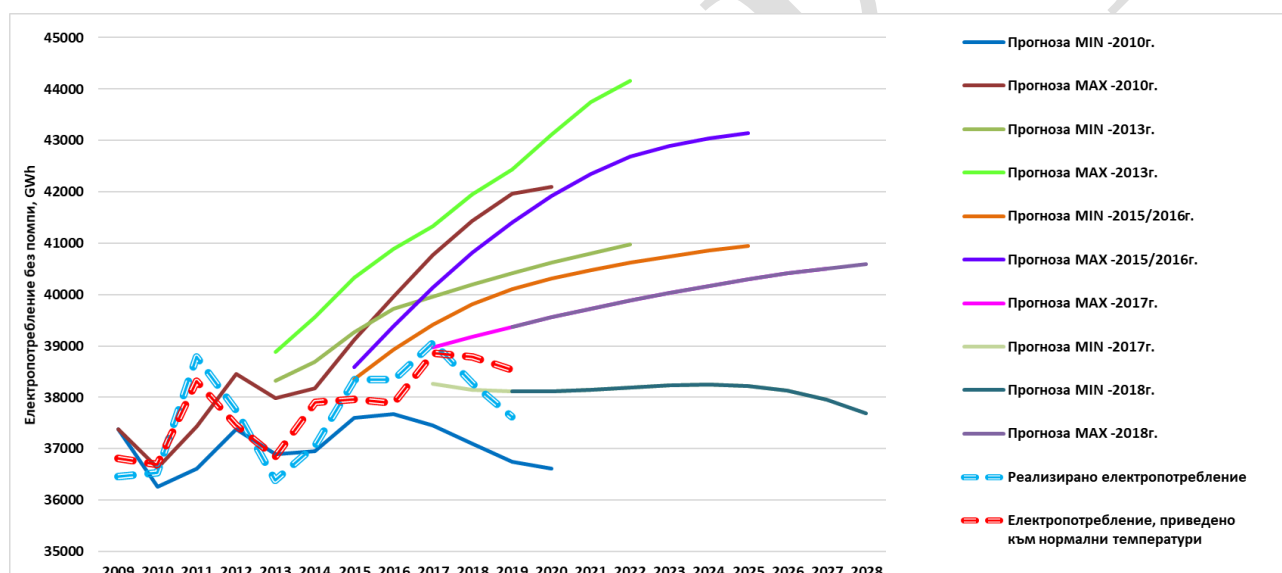
Провежданите политики за енергийна ефективност (саниране, енергоспестяващи електроуреди и цели производства и т.н.) и навлизането на нови технологии, създадоха микс от фактори, влияещи по различен начин върху електропотреблението в страната. Това затруднява в значителна степен определянето на корелационните 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 брутно електропотребление, дори то да бъде приведено към нормални средномесечни температури (Фиг.2.1.).

Прогнозата за развитие на брутно електропотребление в страната е съобразена с прогнозите на Европейската комисия до 2050 година, на Агенцията за устойчиво енергийно развитие, на БАН и на Министерство на финансите (по отношение на БВП). В прогнозата е отчетен и опита на ЕСО от последните години (Фиг.2.2.). Последното показва, че електропотреблението варира в най-тесните граници между минималната прогноза от 2013 г. и минималната прогноза от 2010 г., а максималните прогнози от всички години са далеч от реализацията и проектния ѝ тренд. Прогнозата е съобразена с очертаващата се икономическа криза в краткосрочен план вследствие на пандемията от COVID-19, като е прието развитие съобразно последствията върху енергийните показатели от последната финансова криза (2008/2009г.).

Фигура 2.1: Брутно електропотребление без помпи на България за периода 2009-2019г.



Фигура 2.2: Резултантна картина от прогнозите на ЕСО



На база на гореизложеното са приети два основни сценария за развитие на електропотреблението: максимален и минимален, които са показани на Таблица 2.1 и на Фигура 2.3. Към тях е добавен сценария на Министерство на енергетика заложен в актуалния към февруари 2020 година „Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата на Република България“¹.

Таблица 2.1: Прогноза за развитие на брутното електропотребление без помпи, в GWh

Сценарий/година	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Национален план Климат и енергия	40 140	40 310	40 470	40 610	40 730	40 840	40 930	41 000	41 060	41 100
Максимален сценарий	38 950	38 300	38 500	40 000	40 170	40 300	40 410	40 510	40 650	40 800
Минимален сценарий	37 900	37 350	37 500	38 230	38 250	38 220	38 130	37 960	37 760	37 550

¹ <https://www.me.government.bg/bg/theme-news/integriran-plan-v-oblastta-na-energetikata-i-klimata-na-republika-balgariya-2021-2030-2823-m374-a0-1.html>

Сценарий „Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата“

Този сценарий за брутно електропотребление без помпи е с от 300 до 600 GWh над максималната прогноза на ЕСО ЕАД, тъй като тръгва от по-високо потребление за 2020 година, което предполага ръст от 4% спрямо приведеното потребление за 2019 година на фона на тенденцията от последните три години за лек спад. Въпреки това съгласно насоките² на ENSTO-G и ENTSO-E, именно този сценарий следва да се вземе в предвид като базов при разработването на националните планове за развитие на електропреносната мрежа.

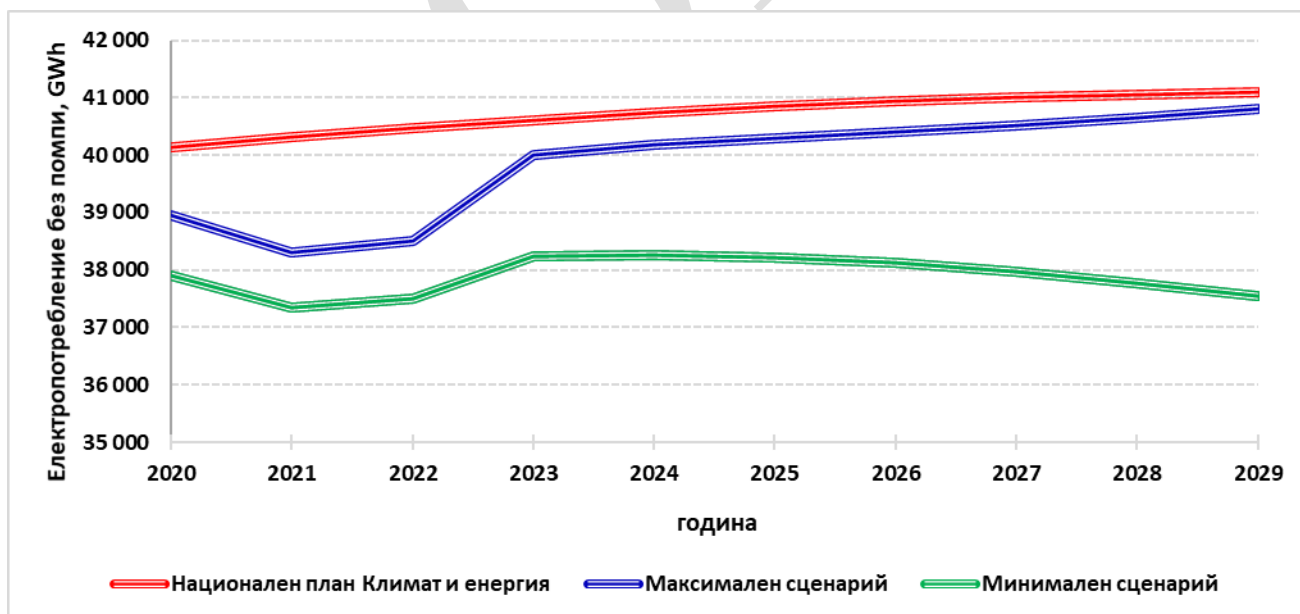
Максимален сценарий

Този сценарий за брутно електропотребление без помпи съвпада с тренда на референтния такъв за крайното електропотребление в страната на Европейската комисия за периода 2015-2025 г. Предвижда увеличаване на електропотреблението с умерени темпове. Заложено е забавяне в прилагането на мерки за енергийна ефективност. Към 2029 година се очаква брутно потребление да достигне 40 800 000 MWh.

Минимален сценарий

При този сценарий е предвидено задържане на нивото на електропотреблението без помпи за целия период, поради по-интензивно прилагане на мерки за енергийна ефективност. През 2029 година брутно електропотреблението достига 37 550 000 MWh.

Фигура 2.3: Прогноза за развитие на брутно електропотребление без помпи в страната



² https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2019/10/TYNDP_2020_Scenario_Report_entsog-entso-e.pdf

3. Анализ на производствените мощности

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България до 2029 г. се основава на изразените от производствените дружества инвестиционни намерения (Приложение 1). При липса на промяна в информацията предоставена за предходния десетгодишен план отговори не са изисквани, респективно не са получавани. Независимо от инвестиционните намерения на дружествата, същите са приведени в съответствие със заложените инсталирани мощности в „Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата“. По-долу са отразени разликите между актуалните инвестиционни намерения на производствените дружества и плана.

Предвидените за въвеждане в експлоатация ВЕИ, в т.ч. съгласно сключените предварителни и окончателни договори за присъединяване на нива преносна и разпределителни мрежи са изложени в таблица 3.1. Към тези стойности, следва да се добавят и вече въведените в експлоатация ВЕИ, посочени в таблица 3.2.

Предвижда се поетапно изграждане на нови генериращи мощности на съществуващата площадка на „Топлофикация София“, както и в ОЦ „Люлин“ и ОЦ „Земляне“.

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

Вид ВЕИ	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Общо за периода
ВяЕЦ, [MW]	109	0	0	7	91	91	91	94	94	94	673
ФЕЦ, [MW _p]	80	31	38	51	50	195	53	53	53	53	659
ВЕЦ, [MW]	11	7	6	10	5	6	6	6	6	6	69
БиоЕЦ, [MW _e]	11	10	8	5	5	5	5	5	5	5	64
ОБЩО:	211	48	52	73	151	297	155	158	158	159	1465

Таблица 3.2: Съществуващи ВЕИ към края на 2019 година в MW

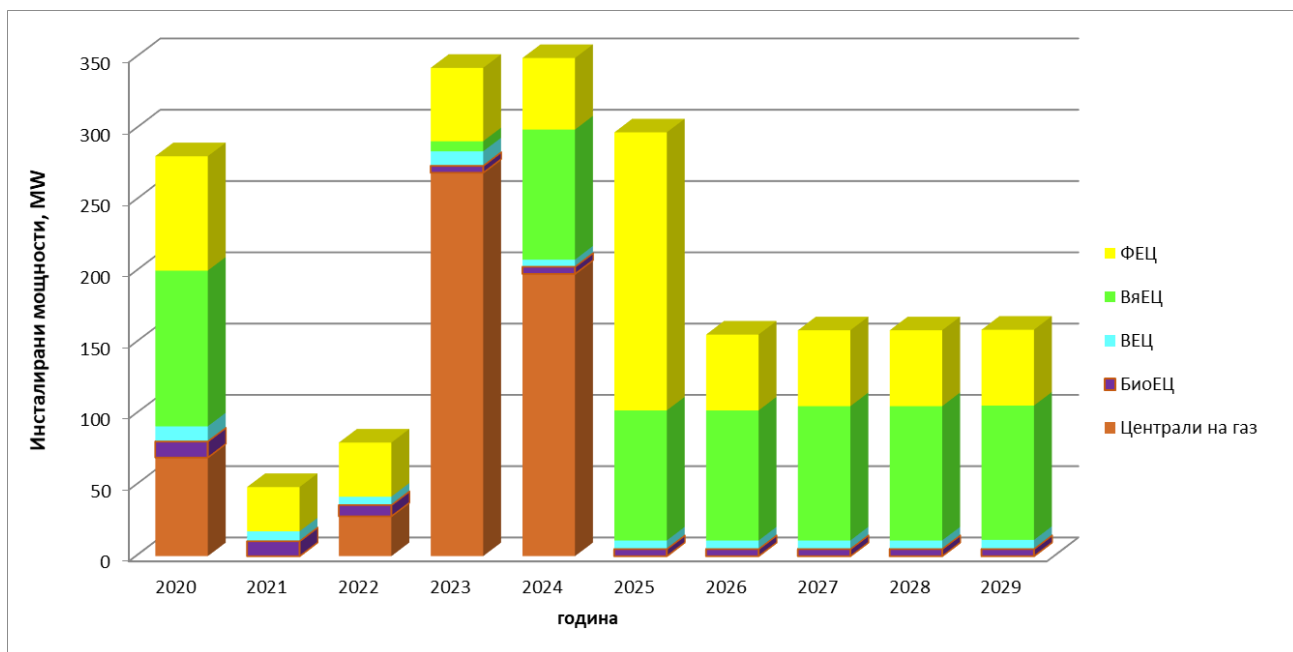
ВЕЦ (без помпи)	2 347
Вятърни ЕЦ	700
Фотоволтаични ЕЦ	1 059
Биомаса и биогаз	77

Предвидените нови производствени мощности съгласно инвестиционните намерения, са обединени по основните видове централи в Таблица 3.3 и на Фигура 3.1.

Таблица 3.3: Нови производствени мощности по видове източници

Вид/Година	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Всичко
ТЕЦ и Ко- ген	69	0	28	269	198	0	0	0	0	0	564
ВЕИ, в т.ч.	211	48	52	73	151	297	155	158	158	159	1465
ВЕЦ	11	7	6	10	5	6	6	6	6	6	69
ВяЕЦ	109	0	0	7	91	91	91	94	94	94	673
ФЕЦ	80	31	38	51	50	195	53	53	53	53	659
БиоЕЦ	11	10	8	5	5	5	5	5	5	5	64
Всичко	281	48	80	342	349	297	155	158	158	159	2029

За периода 2020-2029 г. съгласно инвестиционните намерения са планирани за изграждане общо 2029 MW нови мощности, 1465 MW от които са ВЕИ.



Фигура 3.1: Нови производствени мощности по видове източници

В таблица 3.4 са посочени **нетните** инсталирани мощности по типове и години съгласно „Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата на Република България“³, които ще бъдат взети за основа при разработването на настоящия план за развитие на електропреносната мрежа независимо от изразените инвестиционни намерения. Съгласно актуалния към 2020 година десетгодишен план за развитие на мрежите на ENTSO-G и ENTSO-E, именно националните планове на държавите членки формират централните политически сценарии за развитие на електроенергийните системи. В плана на Република България са предвидени нови ядрени мощности в периода 2030-2040г., което е извън обхвата на настоящия план, но тъй като мащабът на тези мощности е концентриран, а не децентрализиран като ВЕИ, то влиянието им е съществено върху развитието на електропреносната мрежа и изисква значителни и продължителни предпроектни проучвания и съгласувателни процедури. Поради тази причина в настоящия план е представена концепция за присъединяване на нови ядрени мощности в раздел 6.

Таблица 3.4: Нетни инсталирани производствени мощности съгласно „Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата“

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
АЕЦ	1 889	1 889	1 889	1 889	1 889	1 889	1 889	1 889	1 889	1 889
КЕЦ на въглища	4 301	4 127	3 953	3 779	3 605	3 431	3 249	3 066	2 884	2 701
Центри на газ	1 909	1 944	1 979	2 014	2 049	2 084	2 162	2 240	2 318	2 395
Биомаса	80	114	149	184	219	253	263	273	282	292
ВЕЦ (без ПАВЕЦ)	2 508	2 508	2 508	2 508	2 508	2 508	2 508	2 508	2 508	2 508
ВяЕЦ	699	709	719	729	739	749	788	828	868	908
ФЕЦ	1 042	1 191	1 339	1 488	1 636	1 785	2 071	2 357	2 643	2 930

Източник: Министерство на енергетиката

³ <https://www.me.government.bg/bg/theme-news/integriran-plan-v-oblastta-na-energetikata-i-klimata-na-republika-balgariya-2021-2030-2823-m374-a0-1.html>

4. Прогнозни брутни мощностни и енергийни баланси

За развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2029 г., определящи се явяват мощностните и електроенергийните баланси при сценарий на „Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата“ за развитие на електропотреблението и производствените мощности.

Необходимо е да се отбележи, че на база статистиката от изминали години, екстремални зимни товари се реализират вследствие наличието на много ниски температури, съчетани със силен вятър. В тези случаи генерацията от ВЯЕЦ подпомага покриването на върховото потребление. 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.

Таблица 4.1: Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС на България, MW

Показател	Централа/година	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Брутна разполагаема мощност	Общо КЕЦ (въглища)	3 978	3 868	3 678	3 488	3 298	3 198	3 036	2 859	2 937	3 010
	Общо КЕЦ (газ)	420	630	630	840	840	840	840	840	840	840
	АЕЦ "Козлодуй"	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110
	Общо големи ВЕЦ	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
Брутна работна мощност	Топлофикационни ЕЦ	425	425	460	480	535	680	680	665	665	665
	Заводски ЕЦ	210	210	210	215	215	215	215	215	215	215
	Общо малки ВЕЦ	137	139	139	139	139	144	144	144	144	144
	Общо ВЯЕЦ	275	280	285	290	295	300	305	310	315	320
	Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Общо Биомаса	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115
	Общо Батерии (разряд)	0	0	0	0	5	15	30	50	70	90
Общ системен резерв		2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160
Вероятностна аварийност		450	477	462	462	452	442	380	398	411	524
Брутна разполагаема мощност за производство		7 415	7 500	7 370	7 425	7 315	7 395	7 320	7 140	7 235	7 225
Абсолютен брутен максимален товар		7 230	7 050	7 100	7 250	7 300	7 380	7 410	7 440	7 470	7 500
Възможен износ		185	450	270	175	15	15	0	0	0	0
Необходимо активиране на бавен третичен резерв или внос за балансиране на ЕЕС		0	0	0	0	0	0	90	300	235	275

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 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 4.2: Прогнозен брутен мощностен баланс при екстремални зимни товари на ЕЕС на България, MW

Показател	Централа/година	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Брутна разполагаема мощност	Общо КЕЦ (въглища)	3 978	3 868	3 678	3 488	3 298	3 198	3 036	2 859	2 937	3 010
	Общо КЕЦ (газ)	420	630	630	840	840	840	840	840	840	840
	АЕЦ "Козлодуй"	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110
	Общо големи ВЕЦ	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
Брутна работна мощност	Топлофикационни ЕЦ	425	425	460	480	535	680	680	665	665	665
	Заводски ЕЦ	210	210	210	215	215	215	215	215	215	215
	Общо малки ВЕЦ	137	139	139	139	139	144	144	144	144	144
	Общо ВяЕЦ	275	280	285	290	295	300	305	310	315	320
	Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Общо Биомаса	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115
Общо Батерии (разряд)	0	0	0	0	5	15	30	50	70	90	
Общ системен резерв		2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160
Вероятностна аварийност		450	477	462	462	452	442	380	398	411	524
Брутна разполагаема мощност за производство		7 415	7 500	7 370	7 425	7 315	7 395	7 320	7 140	7 235	7 225
Абсолютен брутен максимален товар		7 740	7 400	7 450	7 650	7 800	7 890	7 920	7 950	7 980	8 010
Възможен износ		0	100	0	0	0	0	0	0	0	0
Необходимо активиране на бавен третичен резерв или внос за балансиране на ЕЕС		325	0	80	225	485	495	600	810	745	785

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

Показател	Централа/година	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Брутна разполагаема мощност	Общо КЕЦ (въглища)	2 579	2 469	2 469	2 279	2 089	1 989	1 827	1 650	1 728	1 801
	Общо КЕЦ (газ)	420	630	630	840	840	840	840	840	840	840
	АЕЦ "Козлодуй"	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110
	Общо големи ВЕЦ	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Брутна работна мощност	Топлофикационни ЕЦ	210	210	215	215	238	208	208	208	208	208
	Заводски ЕЦ	130	130	130	135	135	135	135	135	135	135
	Общо малки ВЕЦ	190	190	195	195	195	200	200	200	200	200
	Общо ВяЕЦ	80	80	80	80	80	85	90	95	100	105
	Общо ФЕЦ	880	920	970	1 100	1 300	1 500	1 700	1 900	2 100	2 350
	Общо Биомаса	65	65	70	70	75	75	80	80	85	85
Общо Батерии (заряд)	0	0	0	0	-5	-15	-30	-50	-70	-90	
Общ системен резерв		2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160
Вероятностна аварийност		449	479	459	459	452	442	380	398	411	524
Брутна разполагаема мощност за производство		6 055	6 165	6 250	6 405	6 445	6 525	6 620	6 610	6 865	7 060
Абсолютен брутен максимален товар		4 700	4 550	4 600	4 800	4 950	5 060	5 100	5 140	5 180	5 220
Възможен износ		1 355	1 615	1 650	1 605	1 495	1 465	1 520	1 470	1 685	1 840
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 прогнозния електроенергиен баланс е отчетена средногодишната използваемост на отделните типове централи (Таблица 4.4). Самият прогнозен електроенергиен баланс е представен в Таблица 4.5.

Таблица 4.4: Средногодишна използваемост на типовете централи за 2019 г.

Тип централа	Средногодишна използваемост
АЕЦ	94.5%
КЕЦ	45.2%
ТЕЦ	44.7%
Заводски ЕЦ	30.4%
ВЕЦ	11.9%
Фотоволтажни ЕЦ	15.1%
Вятърни ЕЦ	21.4%
Биомаса	45.5%

Таблица 4.5: Прогнозен брутен електроенергиен баланс при максимална прогноза на електропотребление, MWh

Балансов показател/година		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Разполагаемост за производство	Общо КЕЦ на въглища	31 224 000	31 181 000	29 651 000	27 660 000	26 262 000	25 837 000	24 532 000	22 875 000	21 924 000	20 571 000
	Общо КЕЦ на газ	3 089 000	4 619 000	4 619 000	6 159 000	6 173 000	6 159 000	6 159 000	6 159 000	8 042 000	9 898 000
	АЕЦ "Козлодуй"	16 430 000	16 380 000	16 380 000	16 380 000	16 430 000	16 380 000	16 380 000	16 380 000	16 380 000	16 380 000
Приоритетно производство	Общо топлофикационни ЕЦ	2 520 000	2 545 000	2 570 000	2 595 000	2 820 000	2 945 000	2 970 000	2 995 000	3 020 000	3 045 000
	Общо заводски ЕЦ	1 215 000	1 240 000	1 265 000	1 290 000	1 315 000	1 340 000	1 365 000	1 390 000	1 415 000	1 440 000
	ВЕЦ и ПАВЕЦ НЕК	2 855 000	2 918 000	2 981 000	3 044 000	3 107 000	3 163 000	3 226 000	3 289 000	3 352 000	3 415 000
	ВЕЦ извън НЕК	1 121 000	1 123 000	1 125 000	1 128 000	1 131 000	1 137 000	1 144 000	1 153 000	1 165 000	1 177 000
	Други ВЕИ, в т.ч.:	3 224 000	3 465 000	3 707 000	3 948 000	4 190 000	4 431 000	4 922 000	5 422 000	5 903 000	6 393 000
	ВяЕЦ	1 467 000	1 488 000	1 509 000	1 530 000	1 551 000	1 572 000	1 656 000	1 740 000	1 824 000	1 908 000
	ФЕЦ	1 407 000	1 607 000	1 808 000	2 008 000	2 209 000	2 409 000	2 796 000	3 182 000	3 569 000	3 955 000
	Биомаса	350 000	370 000	390 000	410 000	430 000	450 000	470 000	500 000	510 000	530 000
	Общ системен резерв	13 005 000	13 102 000	13 126 000	12 572 000	12 463 000	12 490 000	12 255 000	11 964 000	12 150 000	12 222 000
	Неразполагаема мощност поради аварии	1 340 000	1 380 000	1 380 000	1 270 000	1 240 000	1 250 000	1 200 000	1 130 000	1 170 000	1 190 000
Брутна разполагаемост за производство	47 333 000	48 989 000	47 792 000	48 362 000	47 725 000	47 652 000	47 243 000	46 569 000	47 931 000	48 907 000	
Прогнозирано потребление	38 950 000	38 300 000	38 500 000	40 000 000	40 170 000	40 300 000	40 410 000	40 510 000	40 650 000	40 800 000	
Помпи ПАВЕЦ	650 000	740 000	830 000	920 000	1 010 000	1 090 000	1 180 000	1 270 000	1 360 000	1 450 000	
Остатъчна разполагаемост за производство	7 733 000	9 949 000	8 462 000	7 442 000	6 545 000	6 262 000	5 653 000	4 789 000	5 921 000	6 657 000	

В страната ще има остатъчна разполагаемост за производство от 4 300 000 до 10 000 000 MWh годишно. Трябва да се има предвид, че това се дължи основно на поэтапното въвеждане в експлоатация на блокове на газ, както и на заложения прираст на ВЕИ, особено при ФЕЦ. Мощностните баланси показват драстична диспропорция при възможностите за покриване на вътрешното потребление и евентуален износ на електроенергия. Последното не само е невъзможно при зимни условия, но в някои години дори 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 в системорегулиращите ВЕЦ и КЕЦ и завишена аварийност при електропроизводствените мощности, каквато бе ситуацията през януари 2017 година. С цел избягване на подобни критични ситуации и най-вече намаляване на риска от влошаване на сигурната и качествена доставка на произведената електроенергия до всички възли на електропреносната мрежа, от 01 ноември 2018 година ЕСО ЕАД започна да провежда търгове за доставка на бавен третичен резерв от потребители на електроенергия. Същите имат възможност 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. За нуждите на изчисленията в електроенергийния баланс, бавният третичен резерв от потребители на електроенергия не участва в изчисленията на брутната разполагаемост за производство. Допълнително положителен ефект върху покриване на вътрешното електропотребление оказва присъединяването на българския пазар към европейското обединение в рамките на деня. Предстоящото присъединяване към пазарното обединение за следващ ден в Европа би подобрило възможностите за покриване на евентуален недостиг чрез внос. Не на последно място следва да се има в предвид и присъединяването на ЕСО ЕАД към платформите за балансиране на ENTSO-E, които от своя страна ще предоставят допълнителни пазарни възможности пред доставчиците на балансираща енергия в страната, а от друга българския оператор на преносна мрежа ще има възможност да активира балансиращи мощности в условията на недостиг в страната.

През летния сезон има значителна остатъчна разполагаемост за производство, но реализацията на износ е в пряка зависимост от производството на ВЕИ, особено на ФЕЦ. 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. Ефект, който е осезаем от средата на миналата година.

Прогнозираното електропроизводство от ВЕИ се базира на заложените инсталирани мощности в „Проект на интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България“, изготвен от Министерство на енергетиката, но е съобразено със средностатистическото производство от последните години при нормални климатични условия и отчитайки, че производството от ПАВЕЦ не е възобновяема електроенергия. Прогнозата е представена в Таблица 4.6.

Таблица 4.6: Прогнозирано електропроизводство от ВЕИ и ПАВЕЦ, MWh

Вид/Година	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ВЕЦ на НЕК, в т.ч.:	2 855 000	2 918 000	2 981 000	3 044 000	3 107 000	3 163 000	3 226 000	3 289 000	3 352 000	3 415 000
ПАВЕЦ	455 000	518 000	581 000	644 000	707 000	763 000	826 000	889 000	952 000	1 015 000
ВЕЦ извън НЕК	1 121 000	1 123 000	1 125 000	1 128 000	1 131 000	1 137 000	1 144 000	1 153 000	1 165 000	1 177 000
ВяЕЦ	1 467 000	1 488 000	1 509 000	1 530 000	1 551 000	1 572 000	1 656 000	1 740 000	1 824 000	1 908 000
ФЕЦ	1 407 000	1 607 000	1 808 000	2 008 000	2 209 000	2 409 000	2 796 000	3 182 000	3 569 000	3 955 000
Биомаса	350 000	370 000	390 000	410 000	430 000	450 000	470 000	500 000	510 000	530 000
Всичко ВЕИ (без ПАВЕЦ)	6 745 000	6 988 000	7 232 000	7 476 000	7 721 000	7 968 000	8 466 000	8 975 000	9 468 000	9 970 000
Прогнозирано бруто електропотребление с помпи	39 600 000	39 040 000	39 330 000	40 920 000	41 180 000	41 390 000	41 590 000	41 780 000	42 010 000	42 250 000
Дял на ВЕИ, %	17.03%	17.90%	18.39%	18.27%	18.75%	19.25%	20.36%	21.48%	22.54%	23.60%

При приетото в разработката развитие на производството от ВЕИ се предвижда към 2029 г., то да надхвърли 23% от прогнозираното брутно електропотребление с помпи в страната. Трябва да се има предвид, че при реализиране на електропотребление близко до минималния вариант (Таблица 2.1), дела на ВЕИ в крайното брутно електропотребление би се увеличил. 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. Централите, предоставящи допълнителни услуги, гарантират сигурността на работа на ЕЕС и сигурността на електроенергийните доставки. 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 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 2029 година проектираните ВяЕЦ и ФЕЦ са нерегулируеми при обща инсталирана мощност над 3 800MW, 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.

Някои от тези мерки, които са приоритет на ЕСО ЕАД и БНЕБ са пазарни и вече са реализирани, а други предстои да се реализират в близките години:

- Присъединяване към пазарното обединение в рамките на деня (реализирано);
- Присъединяване към пазарното обединение за следващ ден;
- Присъединяване към платформата за нетиране на нежеланите отклонения;
- Присъединяване към платформите за балансиране на ENTSO-E.

Възможните допълнителни решения са следните:

- изграждане на газо-парови мощности, като е необходима икономическа оценка, вземайки предвид и себестойността на газта;
- повишаване на регулиращите възможности на ПАВЕЦ "Чаира", чрез завършване изграждането на язовир "Яденица";
- изграждане на иновативни системи за съхранение на енергията;
- изграждане на инсталации за добив на водород;
- участие на промишлени потребители като доставчици на третичен резерв, чрез механизма на пазара на балансираща енергия.

Оптималният избор на някоя от гореспоменатите инвестиционни мерки или комбинация от тях е въпрос на техникоикономически анализ, съобразен с развитието на електроенергийния пазар в страната и региона, както и наличните европейски фондове за устойчива промяна на доставките, в т.ч. за регионите в преход.

6. Развитие на електропреносната мрежа

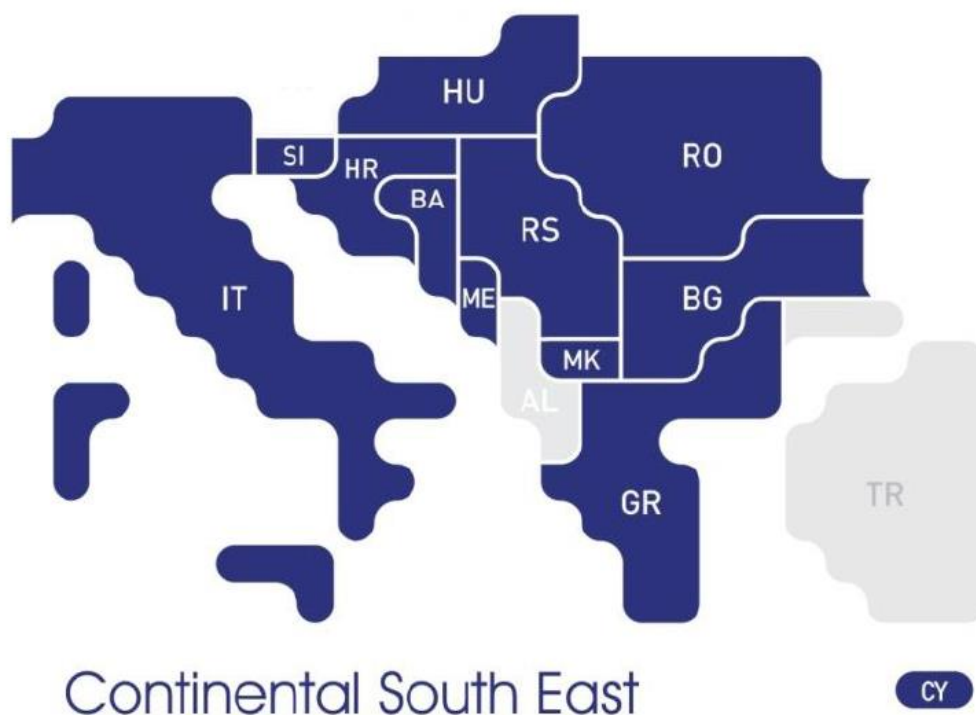
6.1. Планиране на развитието на преносната мрежа

Електропреносната мрежа на страната обхваща мрежа 400kV, мрежа 220kV и мрежа 110kV, които са свързани помежду си чрез системни автотрансформатори и трансформатори.

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 и въвеждане на пазарен механизъм за капацитет;
- преминаване към нисковъглеродна енергетика;
- намаляване на вредните въздействия върху околната среда, чрез развитие на ВЕИ сектора;
- повишаване на ефективността при преноса на електроенергия;
- изграждане на нови мощности за съхранение на енергия;
- насърчаване ползването на алтернативни горива;
- висок дял на децентрализираното производство.

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-годишен 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 2017г. В групата са представени системните оператори на страните от Балканския полуостров, Унгария, Италия и Кипър (фиг. 6.1).

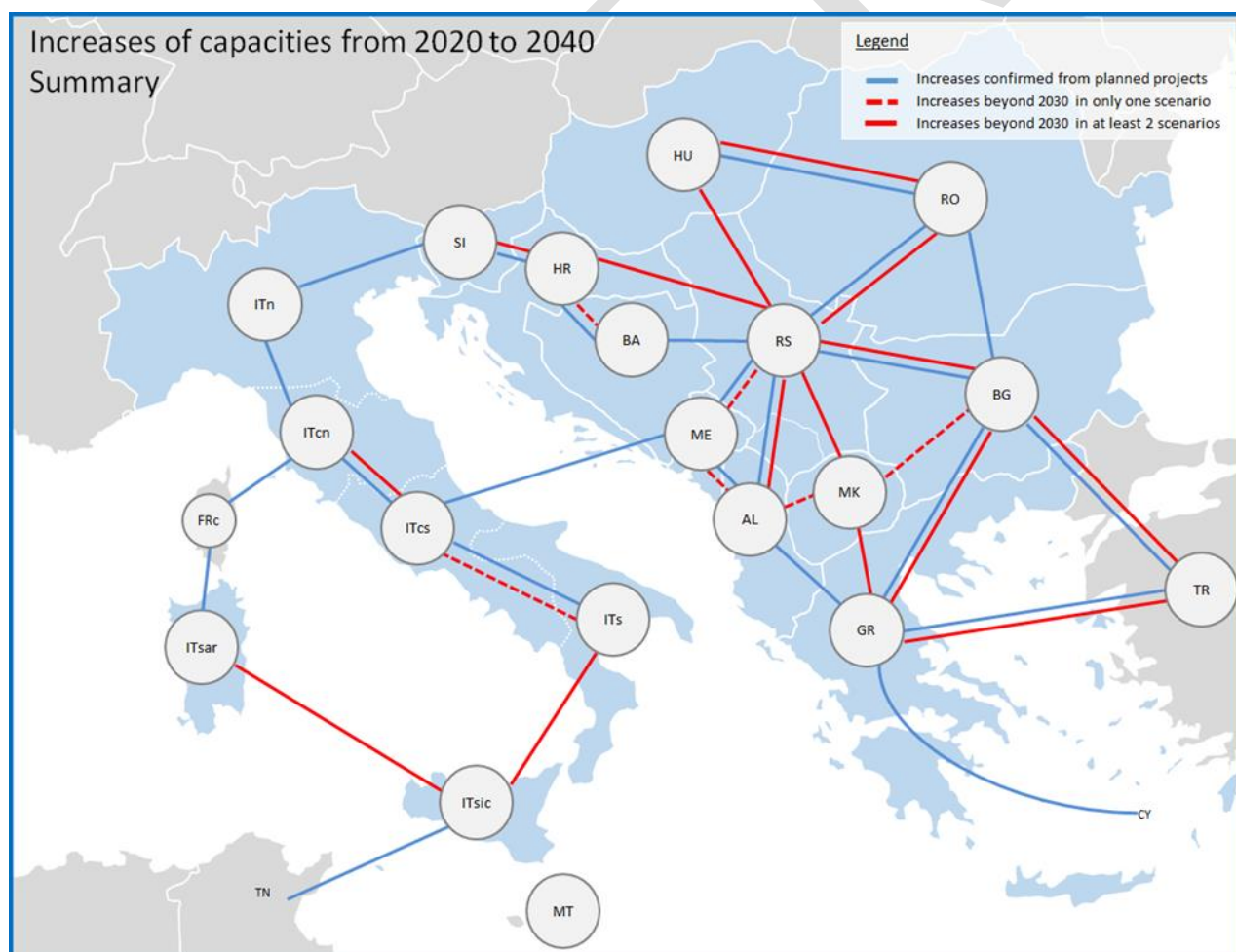


Фиг. 6.1 Членове на работна група „Югоизточна Европа“

Регионалният инвестиционен план 2017 е част от новия десетгодишен план на ENTSO-е, който беше публикуван в края на 2018г.

Резултатите от пазарните изчисления, извършени въз основа на прогнозата на всеки системен оператор за развитие на производството и потреблението на електрическа енергия, показват съществени разлики в сравнение с предишния регионален план. За първи път при разработката на плана се взема в предвид влиянието на ЕЕС на Турция върху потокоразпределението в региона. Прогнозите на турския оператор са за голям ръст на нови генериращи източници (над 140 GW инсталирана мощност до 2040г.), с ниска цена на електроенергията и възможност за целогодишен експорт. В същото време, в българската ЕЕС не се предвиждат инвестиции за нови мащабни източници на електроенергия, достъпни 24 часа в денонощието, които да не отделят парникови газове. Това ще доведе до повишаване на транзитните потоци на електроенергия през нашата преносна мрежа в направление изток-запад и може да направи българо-турската и българо-сръбската граница тесни места, които биха ограничавали свободната търговия. Транзитът на електроенергия през нашата страна би станал още по-голям, при редуциране на производството от генериращите мощности в комплекса "Марица изток".

На фиг. 6.2 са показани границите, където според резултатите от пазарните изчисления е необходимо да се повиши преносния капацитет.



Фиг. 6.2 Необходимост от повишаване на трансграничните преносни капацитети в югоизточна Европа

Мрежа 400kV е гръбнака на електропреносната мрежа в България. Географското разположение на страната предполага в бъдеще голям търговски интерес за транзит на електроенергия през електропреносната мрежа на страната.

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“.

Тези електропроводи 400kV са признати от Европейската комисия като проекти от общеевропейски интерес. За тях е извършен обстоен анализ на разходите и ползите (Cost Benefit Analysis), според методика на ENTSO-е. Показателите, оценявани в този анализ, са икономически и технически. Резултатите от анализа показват, че при планираното развитие на генериращите мощности и консумацията на електроенергия в региона, строежът на тези електропроводи е икономически и технически обосноваван. Икономическите ползи са от очаквано намаляване на цените на електроенергията, вследствие на улесняване на трансграничната търговия, както и от намаляване на технологичните разходи от пренос. Техническите ползи от построяването на тези електропроводи се изразяват в подобряване на ефективното функциониране на преносната мрежа, чрез гарантиране на непрекъснатост на доставките в нормални и ремонтни схеми на работа. Това дава възможности за подобряване на условията за търговия и улесняване на процедурите по получаване на различните документи, необходими при изготвянето на разрешения за строеж. За два от гореспоменатите проекти, ЕСО има подписани договори за финансиране по „Механизъм за свързване на Европа“.

След 2030г. се предвижда изграждане на втори междусистемен електропровод със Сърбия и трети междусистемен електропровод с Турция, които не са в обхвата на настоящия десетгодишен план.

Работи се по увеличаване на трансграничните капацитети за обмен на електроенергия със страните от югоизточна Европа, за изпълнение на член 16, т.8 на Регламент (ЕС) 2019/943, относно вътрешния пазар на електроенергия. В него се изисква до 31.12.2025г., системните оператори да осигурят на разположение на участниците в пазара на електроенергия, обем на междусистемния капацитет за междузонава търговия от минимум 70% от преносния капацитет, при спазване на границите за експлоатационна сигурност.

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.

Мрежа 110kV има преобладаващо локално значение и нейното развитие се обуславя от:

- подобряване сигурността на захранване на потребителите;
- подобряване обмена на електроенергия с разпределителните мрежи;
- присъединяване на клиенти с висока консумация и категория на осигуреност;

- присъединяване на генериращи модули с мощност над 20MW.

Развитието на разпределеното производство от ВЕИ ще увеличава в бъдеще елементите на преносната мрежа 110kV и ще изисква по-голяма преносна способност.

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.

6.3. Изходни данни за подготовка на изчислителните модели

Очакваният абсолютен максимален електрически товар за 2029г. е 8010MW. 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 7500MW до абсолютния максимум е покрита от резервни мощности.

Товарите, моделирани по възлите 110 kV в моделите, са определени на базата на данни, получени от контролни измервания за характерни зимни натоварвания на преносната мрежа, извършени от дирекция „Измерване и ИКТ“ и от електроразпределителните дружества.

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

Анализът на потокоразпределението е направен за зимен максимален режим, като товарът от 7500MW е покрит от генерациите, описани в табл. 4.1. Загубите от пренос и трансформация в ЕЕС са около 169MW, или 2,3% от сумарната нетна генерация, като в тях не са включени загубите в подстанциите 110kV/Ср.Н. Собствените нужди на централите са 418MW.

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.

Коефициентите на трансформация на системните автотрансформатори са определени за очаквания зимен режим, чрез оптимизационна процедура по критерий „минимални загуби на електрическа енергия от пренос и трансформация“. Абсолютните максимален и минимален режим след оптимизацията се използват за проверка на граничните стойности на напреженията.

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	120	Ивайловград	104	Силистра
220	235	БПС, АЕЦ Козлодуй	211	Образцов чифлик
400	412	МИ	403	Златица

Регулировъчният диапазон по реактивна мощност на синхронните генератори и статичните компенсирани устройства за регулиране на напрежението в електрическата мрежа е достатъчен за трите основни режима. За овладяване на напреженията в абсолютния максимален режим са използвани две кондензаторни батерии в п/ст „Бургас“ и една във п/ст „Варна север“, а в минималния режим – шунтиращите реактори в п/ст „Варна“, „София запад“, „Червена Могилка“, „Благоевград“ и „Царевец“.

Резултатите от потокоразпределението показват, че не се очакват претоварени елементи от преносната мрежа.

Мрежа 400kV

В мрежа 400kV няма претоварени елементи. С мрежа 220kV се обменят около 948MW в двете посоки, като резултантната стойност е 132MW към 220kV. Очакваният поток от 400kV към 110kV е 2421MW.

Мрежа 220kV

Най-натоварен на ниво 220kV е ЕП „Дръзки“ (п/ст Добруджа – п/ст Варна) – 66%. Към мрежа 110kV се трансформират 2610MW.

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 6892MW. Около 30% от него се захранва от директно присъединените електрически централи, а останалата мощност се трансформира от мрежи 400 и 220kV. 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	Пловдив	2	500	80
220/110	Мадара	2	400	71
400/110	Металургична	1	250	67
220/110	Стара Загора	1	200	65
400/110	Царевец	2	500	65
220/110	София юг	2	400	64

Очаква се по-голямата част от страните в нашия регион да са вносител на електроенергия. Според прогнозите на системните оператори, югоизточна Европа ще бъде дефицитна в следващите 20 години.

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

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

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

Проверката на критерия за сигурност се прави за най-тежкия режим на работа на преносната мрежа. В тази разработка, проверката е направена за екстремален товар от 8010MW, посочен в табл. 4.2. Резултатите от тази проверка показват, че 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.

В таблица 6.3 са показани резултатите от изчисление на фактора на разпределение на потока на активна мощност от изключен електропровод, върху другите елементи (Outage Distribution Factor) в мрежа 400 kV. Резултатите от тези изчисления са показателни за възможностите на мрежата за стабилна работа при аварии. Числата в таблицата показват процентното разпределение на потока на мощност върху другите електропроводи.

Резултатите от потокоразпределението при съществуващата конфигурация на електропреносната мрежа за максимален зимен режим показват, че при нормална схема на работа, електропреносната мрежа на България е в техническо състояние да

осъществи сигурен пренос 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 2029г. 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" и "изток-запад";
- подобряване на оперативността при управлението на ЕЕС.

Табл. 6.3

изключен ЕП от п/ст до п/ст	ODF,%																																				
	Металургична - Столник	София запад - Металургична	Столник - Златица	Мизия - Столник	Соф. запад - Ч. могила 1	Соф. запад - Ч. могила 2	Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 1	Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 2	Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 3	Ч. могила - Бобов дол 1	Ч. могила - Бобов дол 2	Ч. могила - Ветрен	Ветрен - Благоевград	Мизия - АЕЦ Козлодуй 1	Мизия - АЕЦ Козлодуй 2	Мизия - АЕЦ Козлодуй 3	Варна - Царевец	Пловдив - Царевец	Варна - Бургас 1	Варна - Бургас 2	Варна - Добруджа 1	Варна - Добруджа 2	МИ2 - Бургас	МИ2 - МИ3	МИ3 - МИ 1	МИ3 - МИ 2	МИ - Пловдив 1	МИ - Пловдив 2	Пловдив - Ветрен	МИ - Бургас	Пловдив - Златица	Мизия - Царевец	Бобов дол - Благоевград 1	Бобов дол - Благоевград 2			
Металургична - Столник	x	-67	-10	27	11	11	-8	-7	-7	6	6	-6		7	7	8																					
София запад - Металургична	16	x	-11	37	19	19	-13	-12	-12	11	11	-9		11	11	12																					
Столник - Златица	-22	-39	x	-23	15	15						-19	-10														11	11					70	16	7	7	
Мизия - Столник	58	59	-14	x			22	21	21					22	22	24																	15	17			
Соф. запад - Ч. могила 1	7	12	5		x	67				-7	-7	7																									
Соф. запад - Ч. могила 2	7	12	5		67	x				-7	-7	7																									
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 1	-8	-20		20	-7	-7	x	27	27					9	9	10																					
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 2	-8	-19		20	-7	-7	30	x	29					9	9	10																					
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 3	-8	-19		20	-7	-7	30	29	x					9	9	10																					
Ч. могила - Бобов дол 1										x	74	-9	10																							-8	-8
Ч. могила - Бобов дол 2											74	x	-9	10																						-8	-8
Ч. могила - Ветрен	-11	-15	-14		16	16					-27	-27	x	52																							
Ветрен - Благоевград	-5	-6	-9		5	5					37	37	64	x																							
Мизия - АЕЦ Козлодуй 1	7	10		-12			6	5	5					x	33	37																					
Мизия - АЕЦ Козлодуй 2	7	10		-12			6	5	5					33	x	37																					
Мизия - АЕЦ Козлодуй 3	8	10		-13			6	6	6					35	35	x																					
Варна - Царевец														8	8	9	x			27	23	-11	-8	-23	22	8	9	20	20								
Пловдив - Царевец	8																																				
Варна - Бургас 1																				13	x	52		9	-11												
Варна - Бургас 2																				14	6	62	x	8	-11												
Варна - Добруджа 1																										x	95										
Варна - Добруджа 2																											96	x									
МИ2 - Бургас																																					
МИ2 - МИ3																																					
МИ3 - МИ 1																																					
МИ3 - МИ 2																																					
МИ - Пловдив 1				8																																	
МИ - Пловдив 2				9																																	
Пловдив - Ветрен																																					
МИ - Бургас																																					
Пловдив - Златица	43	44	81	21	-14	-14																															
Мизия - Царевец				21	27	14	14	13	12	12	5	5	-15	-8	-18	-18	-19	27	25																		
Бобов дол - Благоевград 1																																					
Бобов дол - Благоевград 2																																					

Пояснение: Знак (+) е натоварване, а знак (-) е разтоварване на съответния електропровод.

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 2029г. е около 1246MW. След смяната на собствеността на ТЕЦ "Варна", три от блоковете на централата бяха реконструирани за работа на природен газ. Очаква се до края на планирания период, още един блок да бъде реконструиран за същото гориво. При планирания баланс на генериращите мощности, ТЕЦ „Варна“ е предвидена за студен резерв. ТЕЦ „Русе“ работи с един топлофикационен агрегат 30MW, а ТЕЦ „Девен“ работи с три агрегата (общо 35MW).

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, при наличие на максимална вятърна генерация. Необходимо е да се изгради нов двоен електропровод 110kV „Каварна - Варна север / Варна запад“. В този район 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 110/20kV в п/ст „Шабла“.

Отпадането на АТ 220/110kV в ОРУ на ТЕЦ „Варна“ също е проблемно при максимални режими. Поради разликата в импедансите на двата паралелно работещи АТ 401 и АТ 402 (400/110kV) в п/ст „Добруджа“, този с по-малкия импеданс (АТ 401) се натоварва с около 28% повече от другия и при максимални режими отпадането на АТ 220/110kV в ОРУ на ТЕЦ „Варна“ може да доведе до неговото претоварване. Предвижда се подмяна на АТ 401 с нов, подходящ за паралелна работа с АТ 402.

Необходимо е увеличаване преносната способност на ЕП 110kV „Бриз“ между п/ст „Варна запад“ и п/ст „Варна изток“, като могат да се използват демонтирани от други обекти високотемпературни проводници.

Район Русе

Очакваният товар на район Русе е около 200MW, 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 работещия блок в ТЕЦ "Русе", като ЕП 220kV „Стрелец“ носи между 100 и 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 Таблици 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 993MW. 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 70MW. 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. Поради 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.

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 „Луковит”), 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 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 2175MW. 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 1400MW. Кабелната мрежа 110kV в гр. София е собственост на "ЧЕЗ Разпределение България" АД 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“.

В последните години се наблюдава значително повишаване на товарите 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.

Проблемна част на мрежата в столицата е пръстенът 110kV, между п/ст „София юг“ и ТЕЦ „Република“. При измерванията, по време на зимния контролен ден, е отчетен сумарен товар от 165MW в подстанциите по този пръстен. Това означава, че изключването на двойния ЕП „Камен дел“ / „Боерица“ води до претоварване с над 10% на ЕП 110kV „Мошино“, което от своя страна може да остави без напрежение консуматори в южната част на гр. София. В изчислителния модел, при товар на ЕЕС 7500MW, претоварването на ЕП „Мошино“ достига 132%, на ЕП „Панорама“ – 114%. Тази част на града е с най-интензивно строителство и се очаква проблемът да се задълбочава. След като ЕП „Панорама“ е реконструиран вече със стълбове за две тройки, това трябва да се направи и за ЕП „Мошино“ (само 3,6 km) и да се удвоят двата. Така критерият за сигурност в тази част на преносната мрежа ще бъде изпълнен.

ТЕЦ "Бобов дол" е важен за захранването на гр. София по две направления: към ТЕЦ "София" и към п/ст "София юг".

ТЕЦ "Бобов дол" е и основен източник за захранване потребителите в югозападна България и за регулиране на напреженията в района, особено при намаляване водните притоци към ВЕЦ в района на Дупница - Сандански - Петрич.

Достигнатите споразумения между Европейския парламент, Съвета на Европейския съюз и Комисията по целите от пакета "Чиста енергия" ще доведат до ограничаване на работата на въглищните централи и е необходимо да се предприемат мерки за гарантиране на качеството на електроснабдяване на потребителите.

За решаване този проблем в област София и максимално използване на съществуващата електропреносна мрежа в района, е взето решение за разкъсване на електропроводите 400kV "Джерман" и "Осогово" в близост до ТЕЦ "Бобов дол", като ОРУ на ТЕЦ "Бобов дол" е необходимо да се разшири с уредба 400kV и нов АТ 400/220kV. По този начин, пръстен 220kV на област София получава втора трансформаторна връзка с мрежа 400kV, диагонално спрямо трансформаторната връзка в п/ст "Столник".

Район Благоевград - Кюстендил

Очакваният товар на района е 360MW. Най-тежкият режим за района се получава при отпадане на двойния ЕП 400kV „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 да се извърши реконструкция на шинната система на уредбата на ВЕЦ "Рила" и подмяна на измервателните трансформатори, което е извън мрежата, собственост на ЕСО.

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 2450MW. 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 разделната работа на наличната трансформаторна мощност 400/110kV и 220/110kV в п/ст „Пловдив“ в повечето режими, което е резултат от разделната работа на двете уредби 110kV в подстанцията. След подмяна на прекъсвачите 110kV в новата част, двете уредби 110kV ще могат да работят свързано, с нормално затворени СП и включени три автотрансформатора, в съответствие с Графика по напрежение.

Работата на 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 нов ЕП 110kV между ВЕЦ „Цанков камък“ и ВЕЦ „Въча 1“;

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, и ще повиши преносните капацитети по направлението „север-юг“.

Район Бургас

В п/ст „Бургас“ липсва необходимата трансформаторна мощност. Двата АТ 400/110kV са натоварени до 80% 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 на „Лукойл Нефтохим Бургас“ работи на малка мощност (20÷30MW), поради намаленото потребление на пара. Това води до захранване на останалия 80÷100MW 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 400kV от п/ст „Марица изток“ (Гълъбово) до п/ст „Бургас“, който ще гарантира захранването на района в ремонтни и аварийни схеми. Необходимо е и изграждането на втори електропровод 400kV, между п/ст „Бургас“ и п/ст „Варна“, паралелно на съществуващия ЕП 400kV „Черно море“.

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.

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 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.

6.6. Присъединяване на нови ядрени мощности

При положително решение за изграждането на АЕЦ „Белене“, ЕСО е определил необходимото развитие на електропреносната мрежа, като присъединяването на блоковете ще се извърши на две нива напрежения - 400kV и 110kV. Основното свързване на блоковете е към мрежа 400kV, а резервното захранване на собствените нужди е от мрежа 110kV.

Необходимото развитие на мрежа 400kV за присъединяването на АЕЦ „Белене“ обхваща удвояване на пръстен 400kV в северната част на страната, по направлението п/ст „Мизия“ – АЕЦ „Белене“ – п/ст „Царевец“ – п/ст Варна и изграждане на двойна напречна връзка по направлението АЕЦ „Белене“ – п/ст „Царевец“ – п/ст „Пловдив“. Това развитие на мрежа 400kV ще гарантира изпълнението на критерия за сигурност „n-2“, съгласно чл.13 (2) и чл.14 от ПУЕЕС, като ще позволява изнасянето на произведената от централата електроенергия към вътрешността на страната при нормални и ремонтни схеми на електропреносната мрежа и ще гарантира необходимата устойчивост на синхронните генератори.

Необходимото развитие на мрежа 110kV за присъединяването на АЕЦ „Белене“ обхваща направлението АЕЦ „Белене“ - п/ст „Плевен 2“, АЕЦ „Белене“ - п/ст „Левски“ – п/ст „Царевец“. Това развитие на мрежа 110kV ще гарантира изпълнението на изискванията, свързани с процесите на самопускане на двигателите при преминаване собствените нужди на блоковете от работно към резервно захранване.

Развитието на електропреносната мрежа на страната заради присъединяване на АЕЦ "Белене" ще окаже положителен ефект върху повишаване сигурността на работата на цялата електроенергийна система на България. Предвиденото развитие на мрежа 400kV практически ще удвои пръстен 400kV между северозападната и североизточната част на страната. Ще се реализира двойна напречна връзка в централната част на страната от п/ст Царевец“ до п/ст „Пловдив“, благодарение на която ще се увеличи възможността за трансграничен обмен на електроенергия по направлението „север-юг“. Тази напречна връзка ще е полезна включително и при положително решение за изграждането на блок 7 на АЕЦ „Козлодуй“. Предвиденото развитие на мрежа 110kV за присъединяване на АЕЦ „Белене“ ще подобри значително захранването на обширни райони около градовете Плевен, Свищов, Велико Търново и Русе.

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]	2020 г.		2029 г.	
		I ³ [kA]	I ¹ [kA]	I ³ [kA]	I ¹ [kA]
АЕЦ „КОЗЛОДУЙ“	110	16.84	19.52	17.15	19.79
	220	21.93	24.47	22.19	24.68
	400	31.88	34.36	32.43	34.80
П/ст „АЛЕКО“	110	26.89	26.65	27.94	27.44
	220	19.40	16.45	19.91	16.73
П/ст „АРПЕЗОС“	110	10.70	8.50	11.61	9.06
П/ст „БАЛКАН“	110	17.17	18.07	17.38	18.23
	220	10.58	9.62	10.66	9.68
П/ст „БАЛЧИК“	110	8.33	5.94	8.89	6.16
П/ст „БАНСКО“	110	9.67	7.43	10.73	7.91
П/ст „БЛАГОЕВГРАД“	110	19.28	21.53	21.15	23.59
	400	15.46	10.61	19.04	14.20
П/ст „БОЙЧИНОВЦИ“	110	14.34	15.76	14.64	15.91
	220	9.64	8.94	9.75	8.98
П/ст „БОНОНИЯ“	110	4.38	4.29	4.40	4.39
П/ст „БРУСАРЦИ“	110	7.50	6.21	7.61	6.29
П/ст „БУРГАС“	110	19.25	21.44	25.16	28.79
	400	10.27	8.34	16.53	13.66
П/ст „ВАРНА“	220	15.07	14.88	20.00	20.16
	400	14.40	12.70	18.12	15.80
В/ст „ВЕТРЕН“	400	14.56	13.05	18.64	16.18
ПАВЕЦ „БЕЛМЕКЕН“	220	10.63	10.26	10.84	10.42
ВЕЦ „ВЪЧА 1“	110	11.53	10.55	14.83	12.88
ВЕЦ „ДЕВИН“	110	11.05	11.96	13.00	13.56
	220	7.03	6.65	7.38	6.88
ВЕЦ „ИВАЙЛОВГРАД“	110	7.31	5.74	7.37	5.78
ВЕЦ „КЪРДЖАЛИ“	110	9.46	7.62	10.30	8.14
ВЕЦ „МОМИНА КЛИСУРА“	110	12.65	8.75	12.83	8.79
ПАВЕЦ „ОРФЕЙ“	220	10.78	10.09	11.05	10.26
ВЕЦ „ПЕЩЕРА“	220	10.68	8.13	10.81	8.19
ВЕЦ „СТУДЕН КЛАДЕНЕЦ“	110	11.17	8.06	11.47	8.20
ВЕЦ „ТЕШЕЛ“	220	6.27	5.83	6.53	6.00
ПАВЕЦ „ЧАИРА“	400	12.63	11.34	15.40	13.25
П/ст „ГОРНА ОРЯХОВИЦА“	110	24.07	24.64	24.56	25.12
	220	16.99	14.44	17.12	14.83
П/ст „Г. ТОШЕВО“	110	5.32	3.18	10.92	5.41
П/ст „ГЪЛЪБОВО“	110	19.17	14.76	18.88	14.66
П/ст „ДОБРИЧ“	110	12.12	5.81	17.12	9.68
П/ст „ДОБРУДЖА“	110	37.92	42.01	40.18	43.80
	220	16.28	16.21	20.60	20.38
	400	14.04	12.38	17.26	14.84
П/ст „ЕЛХОВО“	110	7.78	4.94	7.84	4.98

П/ст „ЗЛАТИЦА“	110	24.07	28.66	25.60	30.18
	400	13.19	10.70	13.96	11.21
П/ст „К. ГАНЧЕВ“	110	16.14	12.75	16.46	12.84
П/ст „КАВАРНА“	110	12.30	10.43	16.44	12.86
П/ст „КАЗИЧЕНЕ“	110А	32.90	32.61	32.29	32.28
	220	26.00	22.23	28.36	24.72
П/ст „КАРНОБАТ“	110	13.81	12.89	14.54	13.34
	220	8.06	6.38	8.26	6.49
П/ст „КУРИЛО“	110	25.90	20.67	39.37	29.75
П/ст „ЛАУТА“	110	19.11	14.58	24.20	16.99
П/ст „МАДАРА“	110	16.10	17.43	16.88	18.11
	220	11.54	10.41	12.85	11.26
П/ст „МЕЗДРА“	110	14.97	9.12	17.19	10.57
П/ст „МЕТАЛУРГИЧНА“	110	26.26	30.06	36.87	39.34
	400	20.83	18.57	21.95	19.29
П/ст „МАРИЦА ИЗТОК“	110	34.10	35.69	33.18	35.10
	220	37.21	36.64	37.90	37.56
	400	24.00	22.99	31.89	29.50
П/ст „МИЗИЯ“	110	22.64	24.61	22.97	24.91
	220	22.97	24.58	23.25	24.81
	400	23.01	19.60	23.69	20.01
П/ст „МОДЕРНО ПРЕДГРАДИЕ“	110	21.42	14.48	26.82	21.27
П/ст „ОБРАЗЦОВ ЧИФЛИК“	110	13.72	15.44	13.60	15.08
	220	6.27	6.18	7.78	7.32
П/ст „ПЛЕВЕН 1“	110	19.87	21.10	20.89	21.99
	220	13.82	12.30	14.01	12.43
П/ст „ПЛОВДИВ“	110 нова	23.04	24.84	34.25	37.06
	110 стара	17.15	18.29	34.25	37.06
	220	13.27	11.46	14.39	11.95
	400	15.17	12.04	23.03	18.04
П/ст „ПОБЕДА“	110	11.96	8.78	13.77	9.60
П/ст „РАЗГРАД“	110	9.61	7.01	9.69	7.04
П/ст „СЕПТЕМВРИЙЦИ“	110	17.16	10.41	18.22	11.76
П/ст „СТАРА ЗАГОРА“	110	19.04	17.28	19.29	17.42
	220	8.63	6.82	8.55	6.80
П/ст „СТОЛНИК“	110	27.76	29.50	29.50	30.83
	220	27.28	27.66	28.45	28.61
	400	21.21	19.38	22.16	20.01
П/ст „СОФИЯ ЗАПАД“	110	24.79	26.99	27.30	29.19
	400	28.52	22.63	29.38	23.28
П/ст „СОФИЯ ЮГ“	110	26.92	26.73	31.69	32.17
	220	21.06	17.15	23.27	19.35
П/ст „ТВЪРДИЦА“	110	12.21	12.18	12.18	12.20
	220	10.68	8.33	10.58	8.32
ТЕЦ „БОБОВ ДОЛ“	110	22.69	24.36	19.91	19.27
	220	17.40	17.62	22.92	22.68

	400	-	-	22.19	17.13
ТЕЦ „ВАРНА“	110	35.23	33.09	37.67	35.42
	220	13.10	11.76	16.64	16.20
ТЕЦ „МАРИЦА 3“	110	19.15	15.60	16.53	14.43
ТЕЦ „МАРИЦА ИЗТОК 2“	110	19.45	20.73	20.07	21.73
	220	35.34	27.07	32.55	26.99
	400	15.65	13.96	17.01	14.87
ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 3“	220	38.13	35.66	38.71	36.55
	400	25.27	22.91	30.83	27.81
ТЕЦ „ПЛОВДИВ“	110	18.84	14.23	21.63	15.47
ТЕЦ СОФИЯ	110	20.43	20.04	27.27	24.58
	220	11.52	9.12	12.07	9.41
ТЕЦ СОФИЯ ИЗТОК	110	25.81	23.16	32.02	26.38
П/ст „УЗУНДЖОВО“	110	12.22	11.74	11.91	11.57
	220	8.13	6.38	8.08	6.37
П/ст „ФИЛИПОВО“	110	18.47	13.51	21.40	14.73
П/ст „ХРИСТО БОТЕВ“	110	21.55	19.62	29.72	25.30
П/ст „ХРИСТО СМИРНЕНСКИ“	110	20.75	16.82	26.42	19.62
П/ст „ЦАРЕВЕЦ“	110	23.01	24.50	24.43	26.08
	400	9.44	7.48	13.30	10.10
П/ст „ЧЕРВЕН БРЯГ“	110	17.25	13.80	18.23	14.53
П/ст „ЧЕРВЕНА МОГИЛА“	110	27.58	29.26	27.33	29.21
	400	24.63	18.34	26.36	20.35
П/ст „ЧУДОМИР“	110	15.62	15.08	15.99	15.30
	220	8.45	7.18	8.51	7.21
П/ст „ШАБЛА“	110	10.65	7.63	14.01	9.56
П/ст „ЯМБОЛ“	110	11.96	8.64	12.07	8.72

7.2. Кратко описание на ЕЕС за 2020 г.

Моделът на ЕЕС, използван за изчисление на токовете на късо съединение в горепосочената таблица отразява съществуващото състояние на електропреносната мрежа и генериращите източници.

7.3. Кратко описание на ЕЕС за 2029 г.

А. Генериращи източници

В модела на ЕЕС, използван за изчисление на токовете на късо съединение са включени всички инсталирани генериращи мощности в АЕЦ, ТЕЦ, КоГЕЦ и ВЕЦ, предвидени да бъдат в експлоатация към 2029г.

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

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 400/110 kV;
- П/ст „Варна“ – включени два АТ 400/220 kV.
- ТЕЦ „Варна“ – включен един АТ 220/110 kV.
- ТЕЦ „Бобов дол“
 - включен един АТ 630MVA, 400/220 kV.
 - включен един АТ 200MVA, 220/110 kV
- П/ст „Добруджа“ – АТ1 250MVA, 400/110 kV заместен с нов, с параметри еднакви с тези на АТ2 250MVA, 400/110 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 в нормален режим за 2020 г. и с три АТ и включени СП 110 kV в нормален режим за 2029 г.

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

В резултатите за 2020 г. е отчетено съществуващото състояние на ЕЕС при абсолютен максимален режим на товарите и генериращите мощности.

В резултатите за 2029 г. е отчетено перспективното развитие на ЕЕС при абсолютен максимален режим на товарите и генериращите мощности.

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 присъединените нови съоръжения.

Максималните токове на трифазно и еднофазно късо съединение над комутационната способност на прекъсвачите за 2029 г. са в следните подстанции:

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

Основна причина за увеличаване стойностите на т.к.с. е изграждането на двоен ЕП 110 kV между п/ст „Курило“ и п/ст „Металургична“ и включването на втори автотрансформатор в п/с „Металургична“. И двата автотрансформатора са с ниско

напрежение на к.с. Въвеждането в експлоатация на нови мощности от „Топлофикация София“ на шини 110 kV в ТЕЦ „София“, ТЕЦ „София изток“, п/с „Модерно предградие“ и п/с „Димитър Димитров“, също води до повишаване на нивата на токовете на късо съединение на шини 110 kV в п/с „Курило“ и п/ст „Металургична“.

2. П/ст „Пловдив“ – 110 kV

След подмяна на прекъсвачите в новата част с такива за 40 kA е допустима всяка комбинация от три АТ, при включени СП 110 kV. При работа на четири АТ и включени СП 110 kV, токове на еднофазно късо съединение на обединени шини 110 kV достигат до 40.87 kA и режимът е недопустим.

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 мрежа на ЕСО е инфраструктура, изградена основно върху съществуващата линейна инфраструктура на ЕЕС, по технология на вградени в мълниезащитното въже оптични влакна - OPGW. За допълнение и при необходимост, към тази технология се добавят подземни оптични кабели (OPUG) и самоносещи оптични кабели (ADSS). Така изградената пасивна телекомуникационна инфраструктура се характеризира с висока сигурност и надеждност, както и с осигуряване на достатъчна по обем преносна среда за телекомуникационна свързаност с високи експлоатационни възможности за нуждите на релейни защиты, системна автоматика и АСДУ. Като пример за ефикасността на апаратурите използващи оптични влакна за пренос на информация, по отношение на тези, използващи класически технологии е времето за ускоряване на команда от релейна защита, което при класическите средства е около 40 ms, а при оптичните е 6÷9 ms. Това намалява значително щетите при протичане на нежелан процес, като позволява по-бързо задействане на релейни защиты и съкращаване времето на изключване на прекъсвачите, през които се захранва повредата. Наличието на достатъчно развита оптична мрежа предполага и възможност за въвеждане на неизползвани до сега в България средства за зонална защита и автоматика.

Изграждането на нови комуникационни трасета се извършва чрез монтаж на мълниезащитно въже, с вградени оптични влакна (OPGW) при изграждане на нови електропреносни линии с напрежения над 110kV или при реконструкция и модернизация на съществуващи такива.

Обуславящият фактор за по-интензивно развитие на телекомуникационната инфраструктура за периода 2020-2029г., е изграждането и осигуряването на резервирана телекомуникационна свързаност на обекти, които ще се управляват дистанционно, за подобряване селективността и бързодействието на релейните защиты и за 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 хранващи системи и с изграждане на нови такива, 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

В началото на разглеждания период, ще се търси европейско съфинансиране за модернизиране на SCADA/EMS на ЦДУ и доставка на нова SCADA система за опорен пункт „София Юг“. Също се предвижда подмяната на управляващата система на ЦДУ.

Модернизация и развитие на телемеханични системи

Ще бъдат телемеханизирани подстанции, с изграждане на системи за дистанционно управление на обекти без постоянен дежурен персонал, от опорните пунктове.

Модернизация и развитие на телекомуникационни системи

Телекомуникационната мрежа със своето активно и пасивно оборудване осигурява:

- управление на ЕЕС в реално време от SCADA/EMS в ЦДУ и ТДУ;
- изграждане на центрове за управление на ЕЕС при аварийни или други екстремни ситуации;
- дистанционно управление на обекти, работещи без постоянен дежурен персонал;
- комуникация между надлъжно-диференциални защиты и между устройствата за предаване на команди генерирани от релейни защиты или други устройства от системната автоматика;
- комуникация между елементите за противоаварийната автоматика (ПАА);
- гласови комуникации за диспечерски нужди;
- високоскоростни връзки за обмен на информация в реално време с диспечерските пунктове на страните от ENTSO-E;
- пренос на административна и технологична информация между отделните звена на ЕСО.

През разглеждания период ще бъде обновена опорната телекомуникационна мрежа, като се даде възможност за високоскоростен пренос на по-голям обем информация през нея и при съблюдаване на съвременните изисквания за кибер-сигурност. С това ще се осигури необходимото качество на телекомуникационните линии между диспечерските центрове на ЕСО, към разчетните центрове на ENTSO-е и към обектите от ЕЕС. Развитието на телекомуникационните системи ще осигурява резервирани комуникационни линии с обекти, които ще се управляват от опорни пунктове.

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, част от подстанциите 110/ср.н., 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. 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.

В периода до 2029г се предвижда развитие в следните направления:

1. Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти.
2. Изграждане на системи за видеонаблюдение, пожароизвестяване и охрана на обекти, които ще се управляват дистанционно.
3. Развитие на телекомуникационната мрежа за осигуряване на надеждна резервирана връзка с обекти, които ще се управляват дистанционно.
4. Подмяна, ремонт или дооборудване на първични съоръжения (където е необходимо), за да се осигури надеждност на телеуправлението, телесигнализацията и телеизмерването в "опорните" пунктове.

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 2029г., 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"	2029
п/ст "Металургична", ОРУ 110kV - две нови изводни полета за връзките с п/ст "Курило"	2025
п/ст "Хаджи Димитър" - реконструкция на ОРУ 110kV	2029
Електропроводи	
Изграждане на нов двоен ЕП 110kV с проводници АСО 400 между п/ст „Металургична“ и п/ст „Курило“	2023
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
Реконструкция на ЕП 110kV „Мошино“ (ТЕЦ „Република“, п/ст „Перун“) като двоен, с проводници АСО400	2029
Район София-област	
Подстанции	
П/ст „ТЕЦ „Бобов дол““ изграждане на нова ОРУ 400kV с АТ400/220kV, 630MVA и възможност за присъединяване на нов междусистемен електропровод 400kV и два реактора по 50MVAг към третичната намотка на АТ400/220kV.	2028
п/ст "Ботевград" - изграждане ново поле 110 kV, за връзка с п/ст „Мездра“	2024
Електропроводи	
Разкъсване на двойния ЕП 400kV „Джерман/Осогово“ в уредбата на ТЕЦ „Бобов дол“	2028
Район Благоевград	
Подстанции	
п/ст "Благоевград" - разширение с ново поле 400 kV за ВЛ от ВС Ветрен	2027
п/ст "Джумая" - реконструкция на ОРУ 110kV	2022
Електропроводи	
Изграждане на нов ЕП 400kV от ВС „Ветрен“ до п/ст „Благоевград“	2028
Район Монтана	
Подстанции	
п/ст "Мездра" - изграждане ново поле 110kV, за връзка с п/ст „Ботевград“	2024
Електропроводи	
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	2022
Изграждане на нов ЕП 110kV от п/ст „Мездра“ до п/ст „Ботевград“	2024
Район Плевен	
Подстанции	
п/ст "Пелово" - изграждане ново поле 110 kV, за връзка с п/ст „Кнежа“	2024
п/ст "Кнежа" - изграждане ново поле 110 kV, за връзка с п/ст „Пелово“	2024
Електропроводи	
Изграждане на нов ЕП 110kV от п/ст „Пелово“ до п/ст „Кнежа“	2025
Район Горна Оряховица	
Подстанции	
п/ст "Горна Оряховица" ОРУ 220 kV - разширение с ново изводно поле за ВЛ от п/ст Образцов чифлик	2026
Район Русе	
Подстанции	

п/ст "Образцов чифлик" ОРУ 220 kV - разширение с ново изводно поле за ВЛ от п/ст Горна Оряховица	2027
Електропроводи	
Изграждане на нов ЕП 220kV от п/ст „Образцов чифлик“ до п/ст „Горна Оряховица“, паралелно на съществуващия "Стрелец"	2028
Район Варна	
Подстанции	
п/ст Варна - изграждане на съоръжения за присъединяване на ВЛ 400 kV п/ст Добруджа - п/ст Бургас	2021
п/ст "Добруджа" - Реконструкция ЗРУ 31,5 kV и доставка и монтаж на шунтов реактор 50MVA	2021
п/ст "Добруджа" - доставка и монтаж на АТ 400/110 kV, 250 MVA	2028
п/ст „Генерал Тошево“ – реконструкция на ОРУ 110kV	2023
п/ст "Шабла" - изграждане ново поле 110 kV за ЕЛ 110kV Дропла 2" и монтаж на трети трансформатор 110/20 kV	2023
п/ст ТЕЦ Варна - реконструкция и разширение на ОРУ 220 и 110 kV	2028
п/ст Каварна - Изграждане на две полета за ЕП 110 kV "Кичево" и "Батово"	2021
п/ст "Добрич" - реконструкция на ОРУ 110kV	2023
Електропроводи	
Реконструкция на ЕП 110kV "Димитър Ганев" от п/ст „Добрич“ до п/ст „Добруджа“ като двоен, с проводници АСО 400	2023
Реконструкция на ЕП 110kV "Димитър Ганев" от п/ст „Добрич“ до п/ст „Ген. Тошево“ като двоен, с проводници АСО 400	2023
Реконструкция на ЕП 110kV "Дропла" от п/ст „Шабла“ до п/ст „Ген. Тошево“ като двоен, с проводници АСО 400	2021
Изграждане на нов двоен ЕП 110kV „Батово“ и „Кичево“, 2xАСО 400 между п/ст „Каварна“ и п/ст „Варна север“/ „Варна запад“	2023
Район Бургас	
Подстанции	
п/ст "Бургас" - доставка и монтаж на трети АТ400/110kV, 250MVA	2025
п/ст Бургас - изграждане на съоръжения за присъединяване на ВЛ 400 kV п/ст Добруджа - п/ст Бургас	2020
Електропроводи	
Реконструкция на ЕП 220kV „Камчия“ от п/ст Добруджа до п/ст Карнобат със запазване на сечението	2025
Изграждане на нов ЕП 400kV "Сан Стефано" с OPGW от п/ст „Марица изток“ (Гълъбово) до п/ст „Бургас“	2021
Изграждане на нов ЕП 400kV с OPGW от п/ст „Бургас“ до п/ст „Варна“	2020
Район Стара Загора	
Подстанции	
п/ст "Марица изток" - изграждане на трета и пета колони за 400 kV, монтаж на 2xШР50MVAг и отстраняване на гаранционни строителни дефекти	2021
п/ст "Марица изток 3" - изграждане на първа колона и изводно поле в ОРУ 400 kV за нова ВЛ 400 kV до п/ст МИ	2020
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
Район Хасково	
Подстанции	
п/ст "Ардино" - реконструкция на ОРУ 110 kV и ЗРУ 20 kV	2021
Електропроводи	
Район Пловдив	
Подстанции	
в/ст "Ветрен" - реконструкция на ОРУ400 kV за изграждане на ново поле за ВЛ от п/ст Благоевград	2027
п/ст "Пловдив" - реконструкция на ОРУ 110kV	2023
п/ст "Пловдив" - изграждане нова колона в ОРУ 400 kV за ВЛ 400 kV Вазов към п/ст Царевец	2027
Електропроводи	

Изграждане на нов ЕП 400kV с OPGW, между п/ст „Пловдив” и п/ст „Марица изток” (Гълъбово), паралелно на съществуващия ЕП „Иван Попов”	2022
Изграждане на ЕП 110kV "Розово" между ВЕЦ „Цанков камък” и ВЕЦ „Въча 1”	2025
Изграждане на нов ЕП 400kV „Вазов” от п/ст „Царевец” до п/ст „Пловдив”	2027

ПРОЕКТ

10.2. Реконструкция на съществуващи обекти и изграждането на нови до 2029г., съгласно инвестиционната програма на ЕСО

Таблица 10.2

Обекти от електропреносната мрежа	Година на реализация
ЕЛЕКТРОПРОВОДИ	
Реконструкция на ЕП 110kV Градище (Левски - Павликени)	2025
Реконструкция на ЕП 110kV Сигнал (Тръстиково - Величково)	2022
Реконструкция на ЕП 110kV Комунари	2027
Реконструкция на ЕП 110kV Бор (Завет - Карнобат)	2024
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)	2020
Реконструкция на ЕП 110kV Резбарци (ВЕЦ Кърджали - Гледка)	2020
Реконструкция на кабел 110kV Аязмо (Самара - Траяна)	2020
Реконструкция на ЕП 110kV Тунджа (ст.14 - ст.88)	2020
Реконструкция на ЕП 220kV Сила (МИ - ст.89)	2020
Изграждане на нов ЕП 110kV за присъединяване на п/ст Обзор към ЕП Емона	2022
Изграждане на нов ЕП 110kV за присъединяване на п/ст Поморие към ЕП Ахелой	2024
Реконструкция на ЕП 110kV „Цимбала-Граничар“	2027
Реконструкция на ЕП 110kV „Красен“	2027
Реконструкция на ЕП 110kV „Лисец“	2027
Реконструкция на ЕП 220 kV „Шипка“	2027
Реконструкция на ЕП 110kV „Бариево“	2023
Реконструкция на ЕП 110kV „Ерма“	2023
Реконструкция на ЕП 110kV „Обединение“	2027
Реконструкция на ЕП 110kV „Мрамор“	2026
Реконструкция на ЕП 110kV „Алмус“	2023
Реконструкция на ЕП 110kV „Мок“	2024
Реконструкция на ЕП 110kV „Попица“	2025
Изместване на ВЛ 110kV Извор, Рубин и Юнга	2021
Реконструкция на ЕП 110kV „Клокотница“	2025
Реконструкция на ЕП 110kV „Грамада“	2023
Реконструкция на ЕП 110kV „Буково“	2028
Реконструкция на ЕП 110kV „Бодрост“	2028
Реконструкция на ЕП 220kV „Заря“	2029
Реконструкция на ЕП 220kV „Вит“	2029
Реконструкция на ЕП 220kV „Кайлъка“	2029
Реконструкция на ЕП 220kV „Тича“	2029
Реконструкция на ЕП 110kV „Варвара“	2028
Реконструкция на ЕП 110kV „Юндола“	2028
Реконструкция на ЕП 110kV „Емона“	2028
Реконструкция на ЕП 110kV „Галатя“	2028
Реконструкция на ЕП 110kV „Ловци“	2027

Реконструкция на ЕП 110kV „Миньор“	2028
ПОДСТАНЦИИ	
п/ст "Металургична" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст "Металургична" - изграждане на САУП и подмяна УРОП в ОРУ 400 kV	2024/2027
п/ст "Металургична" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2025
п/ст "Хаджи Димитър" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028/2029
п/ст "Х. Димитър" - изграждане на САУП	2021
п/ст "Красно село" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2020
п/ст "Красно село" - изграждане на САУП	2021
п/ст "Димитър Димитров" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2020
п/ст "Димитър Димитров" - изграждане на САУП	2024
п/ст "Димитър Димитров" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2024
п/ст "Връбница" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2020
п/ст "Връбница" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст "Връбница" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Връбница" - изграждане на УИЗЦ и АС	2020
п/ст "Искър индустрия" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст "Искър-Индустрия" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Модерно предградие" - изграждане на САУП	2023
п/ст "Модерно предградие" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2023
п/ст София изток" - рехабилитация на ОРУ 110 kV	2028
п/ст София изток" - изграждане на САУП	2024
п/ст София изток" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2024
п/ст "София юг" - подмяна релейни защиты в ОРУ 220 kV	2021/2025
п/ст "Казичене" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2022/2026
п/ст "Военна рампа" - изграждане на САУП	2026/2027
п/ст "Военна рампа" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2027
п/ст "Елин Пелин" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Перун" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Марек" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Елин Пелин" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст "Перун" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст "Марек" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст "Самоков" - реконструкция ОРУ 110 kV и укрепване ЗРУ 20 kV	2021
п/ст "Марек" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2020
п/ст "Елин Пелин" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2020
п/ст "Априлово" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2020
п/ст "Априлово" - изграждане на САУП	2020

п/ст "Априлово" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст Самоков - реконструкция ОРУ 110 kV и укрепване ЗРУ 20 kV	2021
п/ст "Самоков" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване 2020	2020
п/ст "Ботевград" - изграждане ново поле 110 kV	2023/2024
п/ст "Ихтиман" 110/20kV - изграждане на нова подстанция	2021
п/ст Костинброд - реконструкция ОРУ 110 kV и ЗРУ 20 kV	2028
п/ст "Столник" - подмяна релейни защиты в ОРУ 220 kV и ОРУ 400 kV	2021/2025
п/ст "Столник" - изграждане на САУП	2020/2022
п/ст „Столник“ – реконструкция ЗРУ 31,5 kV	2021
п/ст "Брезник" - изграждане на САУП	2027
п/ст "Брезник" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2027
п/ст "Червена могила" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 400 kV	2026
п/ст "Радомир" - изграждане на САУП	2021
п/ст "Радомир" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2021
п/ст "Кракра" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Кракра" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст "Бабино" - изграждане на САУП	2023
п/ст "Бабино" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2023
п/ст "Кюстендил" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Кюстендил" -изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст "Бобов дол" - изграждане на САУП	2022
п/ст "Бобов дол" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2022
п/ст "Калища" - изграждане на САУП	2025
п/ст "Калища" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2025
п/ст "Костенец" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2023
п/ст "Алдомировци" - изграждане на САУП	2026
п/ст "Алдомировци" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2026
п/ст "Пауталия" - изграждане на САУП	2028
п/ст "Пауталия" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2028
п/ст "Скакавица" - изграждане на САУП	2029
п/ст "Скакавица" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2029
П/ст "ТЕЦ Бобов дол" - изграждане на нова ОРУ 400 kV и подмяна релейни защиты в ОРУ 220 kV	2026/2028
П/ст "София запад" - подмяна релейни защиты в ОРУ 400 kV	2026
П/ст "София запад" - изграждане на периметрова охрана на целия периметър, видеонаблюдение и алармена система на аварийен изход на стратегическа зона	2020
п/ст "Дупница 2" - изграждане на видеонаблюдение и периметрова охрана	2020

п/ст "Пауталия" - изграждане на поле за втори трансформатор за собствени нужди	2020
п/ст "Благодеевград" - разширение с ново поле 400 kV за ВЛ от в/ст Ветрен	2025/2027
п/ст "Благодеевград" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст "Благодеевград" - подмяна релейни защиты в ОРУ 400 kV	2027
п/ст "Джумая" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2022
п/ст "Банско" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Банско" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Банско" - рехабилитация на ОРУ 110 kV	2028
п/ст Сандански - изграждане на САУП	2020
п/ст Симитли - изграждане на САУП	2020
п/ст Сандански - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Симитли - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Ален Мак - изграждане на САУП	2020
п/ст Ален Мак - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Разлог" - изграждане на САУП	2021
п/ст "Разлог" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст Петрич - изграждане на САУП	2021
п/ст Петрич - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст Кресна - рехабилитация на присъединения 20 kV	2021
п/ст Кресна - изграждане на САУП	2022
п/ст Кресна - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст Гоце Делчев - изграждане на САУП	2022
п/ст Гоце Делчев - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст ЗПИ - изграждане на САУП	2023
п/ст ЗПИ - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст "Якоруда" - изграждане на САУП	2023
п/ст "Якоруда" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст Монтана - изграждане на САУП	2020
п/ст Монтана - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Бойчиновци" - реконструкция ОРУ 110 kV	2028
п/ст "Бойчиновци" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2022/2025
п/ст Жеравица - Реконструкция на ОРУ 110 kV	2020
п/ст Жеравица - изграждане на САУП	2020
п/ст Враца 1 - изграждане на САУП	2020
п/ст Бяла Слатина - реконструкция ОРУ 110 kV	2020
п/ст Жеравица - рехабилитация на присъединения 20 kV	2020
п/ст Вълчедръм - рехабилитация на присъединения 20 kV	2021
п/ст " Вълчедръм" - изграждане на САУП	2022

п/ст Вълчедръм - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст Козлодуй - рехабилитация на присъединения 20 kV	2020
п/ст "Козлодуй" - изграждане на САУП	2022
п/ст Козлодуй - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст Брусарци - рехабилитация на ОРУ 110 kV	2028
п/ст "Брусарци" - изграждане на САУП	2023
п/ст Брусарци - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст "Бонония" - реконструкция на ОРУ 110kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2028
п/ст "Бонония" -изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2025
п/ст "Видин 2" - изграждане на САУП	2024
п/ст "Видин 2" -изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2024
п/ст "Видин 1" - изграждане на САУП	2023
п/ст "Видин 1" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст "Кула" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV	2022
п/ст "Орешец" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV	2023
п/ст "Берковица" - изграждане на САУП	2021
п/ст Берковица - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Бяла Слатина" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV	2021
п/ст "Букьовци" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV	2025
п/ст Враца 3 - изграждане на САУП	2020
п/ст Враца 3 - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Враца 3" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2020/2021
п/ст Лом - изграждане на САУП	2022
п/ст Лом - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Плевен 1" - Реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2021
п/ст "Плевен 1" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2020/2028
п/ст "Гулянци" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV	2028
п/ст Плевен изток - Реконструкция на ОРУ 110 kV	2021
п/ст Плевен Изток - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Плевен 2 - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Строгозия - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Тетевен - реконструкция ОРУ 110 kV	2021
п/ст "Тетевен" - монтаж на разделителен трансформатор	2020

п/ст Плевен изток - рехабилитация на присъединения 20 kV	2020
п/ст Пелово - рехабилитация на присъединения 20 kV	2020
п/ст "Пелово" - изграждане на САУП	2020
п/ст Пелово - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Ловеч" - изграждане на САУП	2022
п/ст "Ловеч" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Троян 1" - изграждане на САУП	2023
п/ст "Троян 1" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст "Троян 2" - изграждане на САУП	2024
п/ст "Троян 2" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2024
п/ст "Червен бряг" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2022
п/ст "Полски Тръмбеш" - въвеждане на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2021
п/ст "Мелта" - Реконструкция на ОРУ 110 kV	2021
п/ст "Мелта" - изграждане на САУП	2021
п/ст Мелта - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Луковит" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Койнаре" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV	2027
п/ст Кнежа - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст "Тръстеник" - изграждане на САУП	2020
п/ст Тръстеник - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Долни Дъбник" - реконструкция на ОРУ 110kV	2023
п/ст "Червен бряг" - изграждане на КРУ 20 kV	2023
п/ст "Левски" -реконструкция ОРУ 110 kV	2023
п/ст "Левски" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст „Мизия“ – реконструкция ЗРУ 31,5 kV	2021
п/ст "Царевец" - Реконструкция на ОРУ 110kV	2028
п/ст "Горна Оряховица" - рехабилитация ЗРУ 20 kV	2020/2022
п/ст "Горна Оряховица" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2020/2027
п/ст "Царевец" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 400 kV	2025
п/ст "Мизия" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV и ОРУ 400 kV	2021/2026
п/ст "Балкан" - подмяна релейни защиты в ОРУ 220 kV	2028
п/ст "Трявна" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Габрово" - -изграждане на САУП	2021
п/ст Габрово - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Дряново - изграждане на САУП	2020
п/ст Горна Оряховица Изток - изграждане на САУП	2023
п/ст Горна Оряховица Изток - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст Севлиево - изграждане на САУП	2025

п/ст Севлиево - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Емка" - изграждане на САУП	2022
п/ст "Емка" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Горна Оряховица" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
склад "Стамболово" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Разград" - рехабилитация на ОРУ 110kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2028
п/ст "Разград" - изграждане на САУП	2023
п/ст "Разград" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст "Русе" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2022
п/ст "Исперих" - изграждане на САУП	2020
п/ст Исперих - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Кубрат" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Бабово" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Силистра" - изграждане на САУП	2020
п/ст Дръстър - изграждане на САУП	2020
п/ст Дръстър - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Дулово" - изграждане на САУП	2021
п/ст Дулово - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Мадара" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2023/2026
п/ст "Каспичан" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV	2027
п/ст "Нови пазар" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2020
п/ст "Нови пазар" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV	2023
п/ст "Шумен 1" - изграждане на САУП	2022
п/ст "Шумен 1" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Шумен Изток" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Шумен Изток" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Шумен запад" - изграждане на САУП	2023
п/ст "Шумен запад" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст "Каолиново" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2022
п/ст "Преслав" - реконструкция на ОРУ 110 kV с подмяна на електромеханични релейни защиты	2021/2022
п/ст "Попово" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Юбилейна" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2026
п/ст "Шумен център" - реконструкция КРУ 10 kV	2022
п/ст "Шумен център" - изграждане на САУП	2020

п/ст "Шумен център" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Търговище 2 - изграждане на САУП	2020
п/ст Търговище 2 - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Търговище 1 - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Търговище 1 - изграждане на САУП	2021
п/ст Хан Крум - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Хан Крум - изграждане на САУП	2022
п/ст "Варна север" - изграждане ново поле 110 kV за ВЛ "Кичево"	2020
п/ст "Варна запад" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Варна запад" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Варна запад" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Добруджа" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV и ОРУ 400 kV	2022/2025
п/ст Търговище Запад - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст Албена - изграждане на САУП	2020
п/ст "Варна" - подмяна релейни защиты в ОРУ 400 kV	2028
п/ст "Варна север" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Златни пясъци" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Албена" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Девня 1" - реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна релейни защиты	2021
п/ст "Лазур" - изграждане на САУП	2021
п/ст Лазур - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст Балчик - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Балчик - изграждане на САУП	2020
п/ст "Фаворит" - изграждане на САУП	2021
п/ст "Фаворит" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Старо Оряхово" - изграждане на САУП	2022
п/ст "Старо Оряхово" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Тръстиково" - изграждане на САУП	2021
п/ст "Тръстиково" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
в/ст „Маяк“ – изграждане на собствени нужди	2023
п/ст "Бургас" - подмяна релейни защиты в ОРУ 400 kV	2028
п/ст "Лазур" - Рехабилитация ОРУ 110 kV	2020/2023
п/ст "Провадия" - Рехабилитация ОРУ 110 kV	2020/2022
п/ст "Славейков" - реконструкция на ЗРУ 20 kV инженеринг, съоръжения, частична ошиновка, предкилийни шкафове и частичен ремонт на сградата	2022
п/ст "Славейков" - изграждане на САУП	2022
п/ст Славейков - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022

п/ст "Славейков" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Камено" -изграждане на САУП	2021
п/ст Камено - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст Хелиос - изграждане на системи за управление, периметрова охрана, видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст Созопол - изграждане на системи за управление, периметрова охрана, видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст Център - изграждане на системи за управление, периметрова охрана, видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст Индустрия - изграждане на системи за управление, периметрова охрана, видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст "Карнобат" - изграждане на системи за управление, периметрова охрана, видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст "Център" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2021
п/ст "Кабиле" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2021
п/ст "Кабиле" - рехабилитация на присъединения 10 kV	2021
п/ст "Златен рог" - рехабилитация на присъединения 10 и 20 kV	2021
п/ст "Златен рог" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Златен рог" - изграждане САУП	2021
п/ст "Карнобат" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2028
п/ст "Айтос" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Айтос" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Победа" - реконструкция на ОРУ 110 kV и ЗРУ 20 kV	2021
п/ст "Поморие" 110/20 kV - изграждане на нова подстанция	2025
п/ст "Обзор" 110/20 kV - изграждане на нова подстанция	2021
п/ст "Каблешково" 110/20 kV - изграждане на нова подстанция	2021
п/ст "Хоризонт" - изграждане на САУП	2021
п/ст "Хоризонт" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Приморско" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2021
п/ст "Дебелт" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV	2027
п/ст "Мандра" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV	2025
п/ст "Рибари" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Рибари" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Меден рудник" - изграждане на САУП	2023
п/ст "Меден рудник" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст "Камено" - изграждане на САУП	2021
п/ст "Камено" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Ямбол" - изграждане на САУП	2021/2022
п/ст "Ямбол" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Слънчев бряг" - изграждане на САУП	2023
п/ст "Слънчев бряг" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023

п/ст "Лъсков" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2028
п/ст "Стралджа" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Златен рог" - въвеждане на релейни защиты"	2020
п/ст "Кабиле" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2026
п/ст "Котел" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110	2025
п/ст "Марица изток 3" - изграждане на първа колона и изводно поле в ОРУ 400 kV за нова ВЛ 400 kV до п/ст МИ	2020
п/ст "Марица изток 3" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV и ОРУ 400 kV	2025/2026
п/ст "Марица изток" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2023/2026
ОРУ ТЕЦ Марица изток 2 - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2022
п/ст "Казанлък" - изграждане на САУП	2022
п/ст "Казанлък" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Зора" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Зора" - рехабилитация КРУ 10 kV	2020/2021
п/ст "Железник" - рехабилитация КРУ 10 kV	2020
п/ст "Траяна" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Траяна" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Твърдица" - монтаж на разединител и предпазители СН 10,5 kV	2020
п/ст "Твърдица" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2025
п/ст "Стара Загора" - монтаж на разединител и предпазители СН 10,5 kV	2020
п/ст "Стара Загора" - рехабилитация на присъединения 110 kV и подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2028
п/ст "Чудомир" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2027
п/ст "Сливен индустрия" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Сливен индустрия" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Бинкос" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Бинкос" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "АТЗ" - изграждане на САУП	2021
п/ст "АТЗ" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Речица" - изграждане на САУП	2021
п/ст "Речица" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Сливен градска" - изграждане на САУП	2022
п/ст "Сливен градска" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Дъбово" - изграждане на САУП	2022
п/ст Дъбово - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Хидравлика" - изграждане на САУП	2023
п/ст "Хидравлика" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст "Съхране" - изграждане на САУП	2023
п/ст "Съхране" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст ТЕЦ Сливен - реконструкция на ОРУ 110 kV	2021/2022

п/ст "Траяна" - рехабилитация КРУ 10 kV	2020/2021
п/ст "Марица изток" - монтаж на 2xШР50MVAг	2020/2021
п/ст ТЕЦ МИ 2 - рехабилитация на портални конструкции в ОРУ 220 kV	2022
п/ст ТЕЦ МИ 2 - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2022/2027
п/ст "Узунджово" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2026
п/ст "Харманли" - реконструкция на ОРУ 110 kV и въвеждане на релейни защиты ВЛ 110 kV	2016/2024
п/ст "Ардино" - реконструкция на ОРУ 110 kV и ЗРУ 20 kV	2016/2021
п/ст "Ардино" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Димитър Канев" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2020
п/ст "Арпезос" -изграждане на САУП	2022
п/ст "Арпезос" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Хасково" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Хасково" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Димитър Канев" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Димитър Канев" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Димитър Канев" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2020/2021
п/ст "Веселчане" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Веселчане" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Капитан Петко" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Кърджали" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Кърджали" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Любимец" - изграждане на САУП	2023
п/ст "Любимец" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст "Ивайловград" - изграждане на САУП	2021/2022
п/ст Ивайловград - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Гледка" - изграждане на САУП	2021
п/ст Гледка - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Бенковски" - въвеждане на релейни защиты	2022
п/ст "Пловдив" 400/220/110 kV - реконструкция на ОРУ 110 kV и премахване на репера на шини 110 kV	2021/2023
п/ст "Пловдив" - изграждане нова колона в ОРУ 400 kV за ВЛ 400 kV Вазов към п/ст Царевец	2024/2027
в/ст "Ветрен" - реконструкция на ОРУ400 kV за изграждане на ново поле за ВЛ от п/ст Благоевград	2026/2027
п/ст "Пълдин" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Пълдин" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Христо Смирненски" - изграждане на САУП	2022
п/ст"Христо Смирненски" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Смолян" - изграждане на САУП	2020
п/ст Смолян - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020

п/ст "Станимака" - изграждане на САУП	2020/2021
п/ст Станимака - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Станимака" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2020/2021
п/ст "Острова" - изграждане на САУП	2020/2021
п/ст "Острова" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Острова" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2020/2021
п/ст "Ерма река" - подмяна електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV	2028
п/ст "Пещера" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Пещера" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Лаута" - рехабилитация на ОРУ 110 kV	2026/2028
п/ст "Христо Ботев" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Христо Ботев" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Христо Проданов" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2020
п/ст "Септемврийци" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Септемврийци" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Септемврийци" - рехабилитация на ОРУ 110 kV	2026/2028
п/ст "Септемврийци" - изграждане на полета мерене и ВО на присъединения	2020
п/ст "Попинци" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2028
п/ст "Пловдив" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV и ОРУ 400 kV	2025
п/ст "Асеновград" - изграждане на САУП	2020/2021
п/ст "Асеновград" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Карлово" - подмяна електромеханични релейни защиты в ОРУ 110 kV	2028
п/ст "Алеко" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2023/2028
п/ст "Алеко" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
п/ст "Христо Смирненски" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
п/ст "Филипово" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст "Сопот" - реконструкция на ОРУ 110 kV и въвеждане на релейни защиты	2020
п/ст "Златоград" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024
п/ст "Конски дол" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2025
п/ст "Крумовград" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2024
п/ст "Рудозем" - подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2026
п/ст "Борисовград" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2020
Доставка и монтаж на СТ	2028
Оптимизация на технологичните разходи в преносната мрежа	2024/2028
ИЗГРАЖДАНЕ НА ОПТИЧНА МРЕЖА	
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Доганово	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Дъбрава	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Смилово 5.1 км	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Буря-Чардафон	2020

Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Лесново 11.5 км	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 220 kV Куманица Алеко - ВЕЦ Пещера	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Поройна	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Нитрат 6 км в участъка от п/ст АТЗ до п/ст Ст.Загора	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Мълния-Светкавица 1.8 км Търговище 1 - Хан Крум	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Въбел 10 км Търговище 2 - Хан Крум	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Малага 3,2 км	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Безово 14.6 км	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Патлейна 15.4 км Преслав - Шумен 1	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Певец 27.8 км Търговище 1 - Преслав	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Стамболово 43 км Образцов чифлик - Бабово	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Аспарух 33.8 км Разград - Исперих	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Раздел 35.5 км Исперих - Дулово	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Доростол 72.2 км Дулово - Силистра	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Табията 4.3 км Силистра - Дръстър	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Гълъбец-Експрес (оптично трасе п/ст Столник - п/ст Априлово) 22 км	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Острово 31.6 км	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Батмиш 9 км	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Струпец 18 км	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Цибър 76 км	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Върба 11.3 км	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Ябълка и връзка към OPGW 400kV Руен	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Осетия-Моняк 7.6 км	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Боровци 22.2 Берковица - Монтана	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Блъсков/Войников 5.7 км	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Кумарица 9.2 км Илиенци - Курило	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Крумовица 22.9 км	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Вишеград в участъка от п/ст Тополовград до стълба, до който стига OPGW по Граничар от п/ст Елхово 5,1 км Тополовград - Елхово	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Армира 24.6 км	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Крумовица 22.9 км	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Армира 24.6 км	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Емона	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Секвоя 7.3 км	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Цимбала 36.3 км	2021

Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Орбел 19.2 км	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Гранит 22 км	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Рубин М. рудник - Победа	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Места 42.7 км	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Ферибот 1.1 км Видин 1 - Видин 2	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Оризище 4.8 км Бонония - Видин 1	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Кристал 6.7 км	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Раховец 8 км Г.О. изток - Г.О.	2023
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Мирново 16 км Костенец - ВЕЦ Момина клисура	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Мухово 24 км Ихтиман - Костенец	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Цвиля 3 км	2023
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Дрен 19.6 км	2023
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Елица 19.6 км	2023
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Пясъчево 21.2 км	2023
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Узана 9.2 км	2023
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Калеица от ст.101 - Ловеч	2023
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Стража	2023
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Добрина	2023
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Марийно	2023
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Паскал/Мургана - участък от ВЛ	2023
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Яворец 26 км	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Косача 11.2 км	2024
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Средна гора 37.1 км	2024
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Галатея 28.3 км	2024
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Шивачево 21.6 км	2024
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Кривина 21.7 км	2024
Монтаж на OPGW на ВЛ 400 kV Ботунец – от п/ст Металургична до ст. 16 и връзка чрез OPUГ с OPGW на ст.9 на ВЛ 110 kV Руда - 4,3 км.	2024
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Емайл 3км Севлиево -Емка	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Крапец 37,3 км	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Варовик 23.9 км	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Бърдо 24.4 км	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Цар Самуил 36.2 км	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Пеликан 57.7 км	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Нипел 11 км	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Кадиин мост 31.5 км	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Кутловица 5.7 км	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Житница 11 км	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Безмер 34 км	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Българка 25 км	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Долина	2026
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Хисарлъка 4.5 км Кюстендил 1 - Пауталия	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Славяни 0.8 км	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Неврокоп 23.7 км	2027

Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Езерово 16.5 км	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Морава 28.5 км	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Беломорци 20.7 км	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Габър 20 км	2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Бачиново 10.6 км	2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Ропотамо 30.4 км	2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Лонгоза 25.7 км	2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Жеравна 27.7 км	2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Петрол 7.5 км	2028
ИЗГРАЖДАНЕ НА СГРАДИ	
п/ст "ТЕЦ Бобов дол" - въвеждане в експлоатация на нова командна сграда, релейни защиты 110 kV, СН, заземителна и мълниезащитна инсталация	2022/2023
Изграждане на командно-административна сграда ОРУ 110 kV ТЕЦ Република	2023
ОРУ ТЕЦ Сливен - въвеждане в експлоатация на нова командна сграда и ЗРУ 20 kV	2020/2021
п/ст „Марица изток 3“ – рехабилитация на ЗРУ 31,5 kV	2023
ОРУ ТЕЦ Пловдив - изграждане нова командна сграда	2017/2022
РЕХАБИЛИТАЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ НА ИЗМЕРВАТЕЛНИ СИСТЕМИ	
Доставка и монтаж на статични електромери	2020/2029
Рехабилитация на търговско мерене в подстанции	2020/2029
МОДЕРНИЗАЦИЯ И РАЗШИРЕНИЕ НА АСДУ	
АСДУ - общи	
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционно наблюдение на апаратура за АСДУ	2020/2029
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционен достъп до релейни защиты	2020/2029
Изграждане и разширение на мрежа от цифрови регистратори за непрекъснат запис	2020/2029
Модернизация на ПАА	2020/2029
Изграждане и разширение на охранителни системи на обекти на ЦДУ и ТДУ	2020/2029
АСДУ-ТК	
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа от устройства за оптичен пренос	2020/2029
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа ВЧ канали (включително - ВЧ обработки)	2020/2029
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа за пренос на команди за УРЗ и ПАА	2020/2029
Разширение и модернизация на диспечерската телефонна мрежа	2020/2029
Разширение и модернизация на система за наблюдение целостта на оптичните влакна	2020/2029
АСДУ-ТМ	
Разширение и модернизация на диспечерската телемеханична мрежа	2020/2029
Телемеханизиране на обекти на ЕЕС	2020/2029
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "София юг"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Марек"	2020

Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Сандански"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Симитли"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Красно село"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Хаджи Димитър"	2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Априлово"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Кракра"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Модерно предградие"	2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Ален мак"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Самоков"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Банско"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Ихтиман" - нова	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Петрич"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Радомир"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Кюстендил"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Разлог"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Кресна"	2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Гоце делчев"	2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Бобов дол"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Вакарел"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Бабино"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "ЗПИ"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Костенец"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Якоруда"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "София изток"	2023/2024
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Димитър Димитров"	2023/2024
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в ТЕЦ Република	2024
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Металургична"	2024/2025
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Калища"	2024/2025

Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Алдомировци"	2025/2026
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Брезник"	2026/2027
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Военна Рампа"	2026/2027
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Пауталия"	2027/2028
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Скакавица"	2028/2029
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Горна Оряховица"	2020/2029
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Плевен изток"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Дряново"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Жеравица"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Враца 1"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Монтана"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Враца 3"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Габрово"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Тръстеник"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Пелово"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Горна Оряховица" - 20 kV	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Берковица"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Лом"	2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Мелта"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Козлодуй"	2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Вълчедръм"	2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Ловеч"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Емка"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Горна Оряховица изток"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Брусарци"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Видин 1"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Троян 1"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Троян 2"	2023/2024

Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Видин 2"	2023/2024
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Бонония"	2024/2025
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Севлиево"	2024/2025
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2025/2029
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Варна"	2020/2029
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Силистра"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Кубрат"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Шумен център"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Шумен изток"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Балчик"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Търговище 2"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Варна Запад"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Дръстър"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Исперих"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Търговище 1"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Търговище запад"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Девня 1"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Лазур"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Дулово"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Шумен 1"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Провадия"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Хан Крум"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Старо Оряхово"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Тръстиково"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Фаворит"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Генерал Тошево"	2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Шумен Запад"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Разград"	2022/2023

Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Добрич"	2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Преслав"	2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Вълчи дол"	2024
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Тутракан"	2025
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Тервел"	2026
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Алфатар"	2026
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Дългопол"	2027
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Две могили"	2028
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2029
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Стара Загора"	2020/2029
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Айтос"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Рибари"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Зора"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Сливен индустрия"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Траяна"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Хоризонт"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "АТЗ"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Речица"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Камено"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Златен рог"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Сливен градска"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Бинкос"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Ямбол"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Казанлък"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст ТЕЦ Сливен	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Дъбово"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Меден рудник"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Слънчев бряг"	2022/2023

Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Хидравлика"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Съхране"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Севтополис"	2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Победа"	2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Славейков"	2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2024/2029
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Пловдив"	2020/2029
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Хасково"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Кърджали"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Пълдин"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Пещера"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Септемврийци"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Димитър Канев"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Асеновград"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Острова"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Ардино"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Гледка"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Станимака"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Ивайловград"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Арпезос"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Христо Смирненски"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Любимец"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "ТЕЦ Пловдив"	2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Харманли"	2023/2024
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2020/2029

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

10.3. Развитие на релейните защиты

10.3.1. Подмяна на релейни защиты в мрежа 110kV

Планира се подмяна на електромеханични релейни защиты и цифрови релейни защиты, достигнали края на своя експлоатационен ресурс в следните обекти:

Таблица 10.3.1

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]	РЗ на тр-ри 110kV/Ср.Н [брой тр-ри]	ДЗШ 110kV [брой системи]
2021	П/ст „Бяла Слатина“	3 бр.	2 бр.	
	П/ст „Плевен 1“	7 бр.	3 бр.	1 с-ма
	п/с „Пловдив“	14 бр.	2 бр.	2 с-ми
	П/ст „Приморско“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
2022	П/ст „Кула“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Червен бряг“	8 бр.	3 бр.	1 с-ма
	П/ст „Русе“	1 бр.	3 бр.	1 с-ма
	П/ст „Каолиново“	2 бр.	2 бр.	-
	П/с „Преслав“	2 бр.	2 бр.	
2023	П/ст „Орешец“	3 бр.	-	-
	П/ст „Нови пазар“	-	2 бр.	-
2024	П/ст „Крумовград“	2 бр.	2 бр.	-
2025	П/ст „Букьовци“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Оряхово“	-	2 бр.	-
	П/ст „Попово“	4 бр.	-	-
	П/ст „Луковит“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Трявна“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Конски дол“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Стралджа“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Котел“	2 бр.	-	-
2026	П/ст „Мандра“	-	2 бр.	-
	П/ст „Юбилейна“	-	2 бр.	-
	П/ст „Рудозем“	2 бр.	2 бр.	-
2027	П/ст „Кабиле“	3 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Роман“	2 бр.	-	-
	П/ст „Каспичан“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Койнаре“	-	2 бр.	-
2028	П/ст „Дебелт“	3 бр.	3 бр.	1 с-ма
	П/ст „Гулянци“	2 бр.	2 бр.	
	П/ст „Ерма река“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Попинци“	3 бр.	2 бр.	
	П/ст „Карлово“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Лъсков“	2 бр.	2 бр.	-

Забележка: В Таблица 10.3.1 не са включени релейните защиты, предвидени за подмяна при изпълнението на програмата за въвеждане на САУП.

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

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

Таблица 10.3.2

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]
2020	П/ст „Златен рог“	2 бр.
2021	П/ст „Полски Тръмбеш“	2 бр. ЕП + 1 СТ

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]
2022	П/ст „Бенковски“	2 бр.
2023	П/ст „Харманли“	2 бр.

10.3.3. Подмяна на релейни защиты тип КСЕГ112 на ЕП 220kV

Намиращите се в експлоатация в момента релейни защиты от тип КСЕГ112 са към края на своя проектен експлоатационен ресурс.

Планира се подмяната на цифровите земни защиты тип КСЕГ112 на електропроводите 220kV със съвременни цифрови дистанционни защиты, с пофазно действие в следните обекти:

Таблица 10.3.3

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой РЗ]
2020	П/ст „Горна Оряховица“	7
	П/ст „Плевен1“	4
2021	П/ст „Мизия“	6
	П/ст „София Юг“	5
	П/ст „Столник“	8
2022	П/ст „Бойчиновци“	3
	П/ст „Казичене“	9
	П/ст „Добруджа“	6
	П/ст „ОРУ МИ2“	8
2023	П/ст „Мадара“	4
	П/ст „Алеко“	7
	П/ст „Марица Изток“	6

10.3.4. Подмяна на цифрови релейни защиты в система 400kV и 220kV

Част от цифрови релейни защиты ще достигнат края на своя проектен експлоатационен ресурс през настоящия 10 годишен период. Производството на тези типове защиты е спряно и производителят не предлага резервни части, поддръжка и ремонт.

Планира се подмяна на този тип защиты със съвременни цифрови защиты в следните обекти:

Таблица 10.3.4

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]	РЗ на тр-ри [брой РЗ]	ДЗШ и УРОП [брой системи]
2025	П/ст „Столник“	8	6	
	П/ст „Бойчиновци“	3	4	
	П/ст „София юг“	3	6	
	П/ст „Добруджа“	9	8	4
	П/ст „Образцов „Чифлик“	1	4	-
	П/ст „Царевец“	2	-	-
	ОРУ МИЗ – 400kV	4	2	
	П/ст „Твърдица“	1	2	
2026	П/ст „Пловдив“	3	4	
	П/ст „София запад“	6		
	П/ст „Червена могила“	6		
	П/ст „Казичене“	6	6	
	П/ст „Мадара“	4	6	-

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]	РЗ на тр-ри [брой РЗ]	ДЗШ и УРОП [брой системи]
	П/ст „Мизия“	8	6	-
	П/ст „Марица Изток“	6	4	-
	ОРУ МИЗ – 220kV	3	2	
	ОРУ МИЗ – 400kV	-	-	1
	П/ст „Узунджово“	1	4	
2027	П/ст „Благоевград“	3		
	П/ст „Металургична“			4 бр. УРОП
	ОРУ ТЕЦ Бобов дол“	4	2	2 ДЗШ+5 бр. УРОП
	П/ст „Горна Оряховица“	7	4	-
	ОРУ ТЕЦ Варна	2	2	6 бр. УРОП
	ОРУ МИ2 – 220kV	8	2	
	П/ст „Чудомир“	1	2	
П/ст „Стара Загора“	1	2		
2028	П/ст „Плевен 1“	4	4	-
	П/ст „Балкан“	2	4	-
	П/ст „Варна“	1	-	-
	П/ст „Алеко“	7	4	
	П/ст „Карнобат“	1	2	
	П/ст „Бургас“			4 бр. УРОП

10.4. 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 2020...2029г. са посочени в Таблица 10.4:

Таблица 10.4

Година	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Разходи, хил. лв.	203200	157488	127825	129226	131162	132915	133257	135007	134172	136000

Необходимите инвестиции за развитие на електропреносната мрежа за периода 2020...2029г. (Таблица 10.4), се оценяват на 1420,252 млн.лв., от които 24,464 млн.лв. са привлечени европейски средства.

Пояснение: Паралелно с 10-годишния план, ЕСО е разработил подробна "Инвестиционна програма за периода 2020...2029г.", съдържаща прогнозните стойности на всички разходи по съоръжения и дейности, която се представя в КЕВР.

ЗАКЛЮЧЕНИЯ

1. Към настоящия момент се счита, че до 2029г., брутното електропотребление в страната няма да надвиши **40 800 GWh**.

2. Очакваният абсолютен максимален електрически товар на България през 2029г. е **8010 MW**, а максималния товар за среден работен ден е **7500 MW**.

3. Делът на енергията от ВЕИ, от брутното електропотребление с помпи през 2029г. се очаква да надхвърли 23%. 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. Изпълнението на посоченото в плана развитие на електропреносната мрежа за периода 2020-2029г., дава необходимата сигурност на електропренасянето при нормални и ремонтни схеми, включително необходимия обмен на електроенергия със съседните държави. Поетапното развитие на електропреносната мрежа е представено чрез конкретни технически мерки и график за тяхното изпълнение, посочени в **Таблица 10.1, Таблица 10.2. и Таблица 10.3.**

5. Реализацията на планираното развитие на преносната мрежа ще повиши енергийната ефективност на електропреносната мрежа, ще намали технологичните разходи и ще даде възможност за постигане конкурентни цени на електроенергията, поради подобряване на условията за търговия. Повишената преносна способност на мрежата ще даде възможност за присъединяване на инсталации за децентрализирано производство на електроенергия. Работните напрежения ще могат да бъдат регулирани в допустимите граници, с наличните технически средства, при всички режими на работа на ЕЕС.

6. 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 2020...2029г. са посочени в **Таблица 10.4.**

7. За управление на ЕЕС в реално време, изпълнение на графиците 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".

Приложение 1

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Консултиране на Десет годишния план за развитие на електропреносната мрежа на Република България с електроенергийните предприятия и асоциации

Електроенергийно предприятие Асоциация	Изходящ № на писмо ЕСО ЕАД	Входящ № на писмо-отговор към ЕСО ЕАД
Електроразпределителни дружества		
"Електроразпределение Юг" ЕАД	ЕСО-9974/26.11.2019	ЕСО-9974#1/16.12.2019
"Електроразпределение Север" АД	ЕСО-9984/26.11.2019	ЕСО-9984#1/20.12.2019
"ЧЕЗ Разпределение България" АД	ЕСО-9979/26.11.2019	ЕСО-9979#1/10.01.2020
"ЕРП Златни Пясъци" АД	ЕСО-9973/26.11.2019	ЕСО-9973#1/12.12.2019
НЕК ЕАД		
	ЕСО-9976/26.11.2019	
АЕЦ "Козлодуй"		
	ЕСО-9969/26.11.2019	ЕСО-9969#1/20.12.2019
Кондензационни централи		
ТЕЦ "Ей и Ес -3С Марица Изток 1"	ЕСО-9970/26.11.2019	ЕСО-9970#1/09.12.2019
ТЕЦ "Марица Изток 2"	ЕСО-10015/26.11.2019	ЕСО-10015#1/29.12.2019
ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3"	ЕСО-9971/26.11.2019	ЕСО-9971#1/23.12.2019
ТЕЦ "Бобов дол"	ЕСО-10016/26.11.2019	
ТЕЦ "Марица 3"	ЕСО-10013/26.11.2019	
ТфЕЦ Русе	ЕСО-10012/26.11.2019	ЕСО-10012/26.11.2019
ТЕЦ "Варна"	ЕСО-10014/26.11.2019	
Топлофикационни централи		
ТфЕЦ Плевен	ЕСО-9990/26.11.2019	ЕСО-9990#1/27.12.2019
ТфЕЦ Бургас	ЕСО-9991/26.11.2019	ЕСО-9991#1/13.12.2020
ТфЕЦ Веолня Енерджи Варна	ЕСО-9995/26.11.2019	
ТфЕЦ Враца	ЕСО-9994/26.11.2019	
ТфЕЦ София	ЕСО-9992/26.11.2019	ЕСО-9992#1/30.12.2019
ТфЕЦ Перник	ЕСО-9985/26.11.2019	
ТфЕЦ Разград	ЕСО-9986/26.11.2019	
ТфЕЦ ЕВН България Топлофикация	ЕСО-9987/26.11.2019	ЕСО-9987#1/23.12.2019
ТфЕЦ Сливен	ЕСО-9988/26.11.2019	
ТфЕЦ Велико Търново	ЕСО-9989/26.11.2019	ЕСО-7020#1/21.12.2019
ТфЕЦ Габрово	ЕСО-9993/26.11.2019	
Заводски централи		
ТЕЦ "Брикел"	ЕСО-10006/26.11.2019	
Биовет	ЕСО-10011/26.11.2019	
Неохим	ЕСО-10007/26.11.2019	ЕСО-10007#1/12.12.2020
Когрийн	ЕСО-9997/26.11.2019	
Лукойл Нефтохим Бургас	ЕСО-9996/26.11.2019	ЕСО-9996#1/09.01.2020
ТЕЦ "Торна Оряховица"	ЕСО-10000/26.11.2019	ЕСО-10000#1/23.13.2019
Аурубис	ЕСО-10008/26.11.2019	
Солвей Соди	ЕСО-10010/26.11.2019	
Топлофикация Петрич	ЕСО-10009/26.11.2019	
ВяЕЦ		
"Еолика България" ЕАД	ЕСО-11004/18.12.2019	ЕСО-11004#1/13.01.2020
ВЕЦ		
"Енерго-Про България" ЕАД (к-да Пиринска и к-да Санданска Бистрица)	ЕСО-9980/26.11.2019	ЕСО-10387/04.12.2019
Асоциации, Министерства		
Министерство на финансите	ЕСО-9972/26.11.2019	ЕСО-9972#1/20.12.2019
Агенция за устойчиво енергийно развитие	ЕСО-9981/26.11.2019	ЕСО-9981#1/08.01.2020
Съюз на производителите на екологична енергия-BG	ЕСО-9977/26.11.2019	
Асоциация на производителите на екологична енергия	ЕСО-9983/26.11.2019	техен номер 1-025/16.12.2019
Българска фотоволтаична асоциация	ЕСО-9975/26.11.2019	
АЕЦ Козлодуй - нови мощности	ЕСО-9978/26.11.2019	ЕСО-11054/19.12.2019

Забележка: При непредоставен, в рамките на зададения от ЕСО ЕАД срок, за отговор се приема - последно изпратената от съответната заинтересована страна информация.