

**План
за развитие на преносната
електрическа мрежа на България за
периода 2021-2030г.**

СОФИЯ, 2021

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.....	13
5.1. БАЗОВИ МОЩНОСТИ	13
5.2. МОЩНОСТИ С ПРИОРИТЕТНО ПРОИЗВОДСТВО	13
5.3. БАЛАНСИРАЩИ И РЕЗЕРВИРАЩИ МОЩНОСТИ	13
6. РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....	15
6.1. ПЛАНИРАНЕ НА РАЗВИТИЕТО НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА	15
6.2. ПРИНЦИПИ ПРИ ИЗСЛЕДВАНЕ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО И НИВАТА НА НАПРЕЖЕНИЯТА	17
6.3. ИЗХОДНИ ДАННИ ЗА ПОДГОТОВКА НА ИЗЧИСЛИТЕЛНИТЕ МОДЕЛИ	18
6.4. АНАЛИЗ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО В ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА	18
6.5. ХАРАКТЕРНИ ОСОБЕНОСТИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА ПО РАЙОНИ	21
7. НИВА НА ТОКОВЕТЕ НА КЪСИ СЪЕДИНЕНИЯ.....	26
7.1. Т.К.С. В МАКСИМАЛЕН РЕЖИМ ЗА НАЧАЛОТО И КРАЯ НА ПЛАНОВИЯ ПЕРИОД	26
7.2. КРАТКО ОПИСАНИЕ НА ЕЕС ЗА 2021 Г.....	29
7.3. КРАТКО ОПИСАНИЕ НА ЕЕС ЗА 2030 Г.....	29
7.4. АНАЛИЗ НА РЕЗУЛТАТИТЕ И ПРЕПОРЪКИ.....	29
8. РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА И НА АСДУ.....	31
8.1 РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА	31
8.2 РАЗВИТИЕ НА АСДУ	33
9. УПРАВЛЕНИЕ НА ОБЕКТИ ОТ ЕЕС, БЕЗ ПОСТОЯНЕН ДЕЖУРЕН ПЕРСОНАЛ	35
10. ОЦЕНКА НА НЕОБХОДИМИТЕ ИНВЕСТИЦИИ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПЛАН ..36	36
11. РАЗВИТИЕ НА РЕЛЕЙНИТЕ ЗАЩИТИ	37
12. ЗАКЛЮЧЕНИЕ	39
13. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	40

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 2021 – 2030г. е разработен от колектив, специалисти на ЕСО ЕАД.

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 2030г.;
- анализ на производствените мощности в ЕЕС на България, включително от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ);
- прогнозни мощностни и електроенергийни 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 2030г. 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.

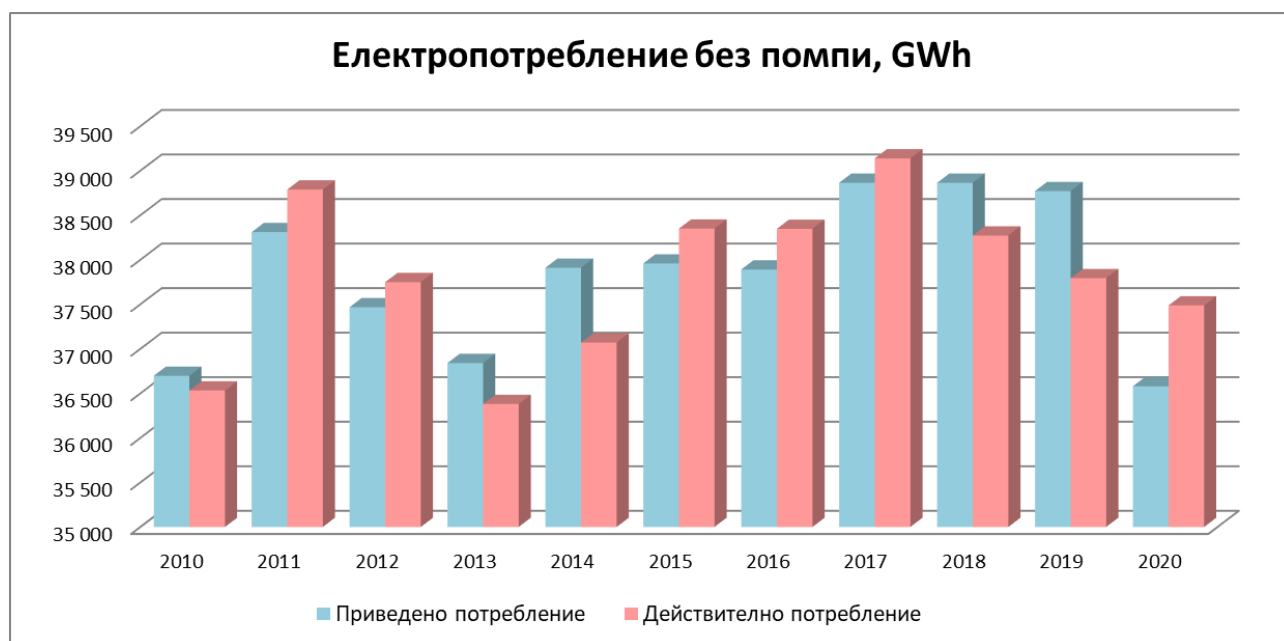
Изложените в разработката прогнози за развитие на електрическите товари и производствени мощности са направени, чрез използването на съвременни методи на прогнозиране. Използвана е информация за развитие на електропотреблението и производствените мощности, предоставена от електроразпределителните и електропроизводствените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

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

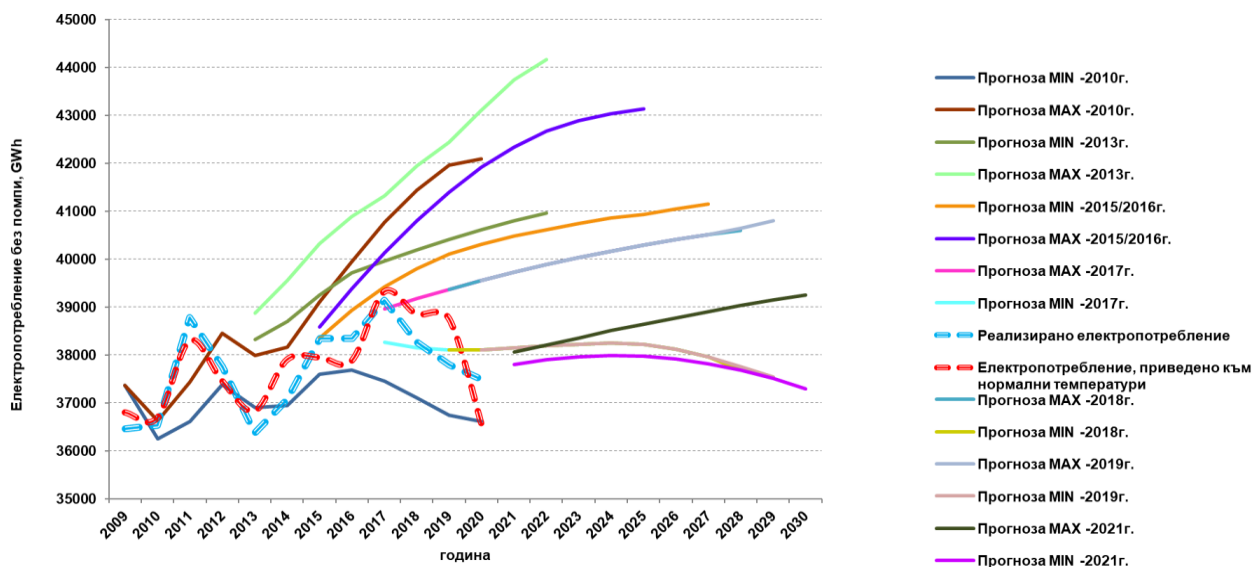
Провежданите политики за енергийна ефективност (саниране, енергоспестяващи електроуреди и цели производства и т.н.) и навлизането на нови технологии, създадоха микс от фактори, влияещи по различен начин върху електропотреблението в страната. Това затруднява в значителна степен определянето на корелационните зависимости. Следва да се отбележи, че не се открива еластичност между цената на електроенергията и електропотреблението. На практика през последните години, не се наблюдават ясно определени тенденции в брутното електропотребление, дори то да бъде приведено към нормални средномесечни температури (Фиг.2.1.).

Прогнозата за развитие на брутното 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 влиянието на икономическата криза в краткосрочен план, вследствие на ограниченията 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 2010-2020г.



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 „Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата на Република България¹.

¹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/bg_final_necp_main_bg.pdf

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

Сценарий/година	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Интегриран план в областта на Енергетиката и Климата	40 842	41 162	41 482	41 802	42 123	42 294	42 465	42 636	42 807	42 978
Максимален сценарий	38 060	38 210	38 360	38 510	38 650	38 780	38 910	39 030	39 150	39 260
Минимален сценарий	37 800	37 900	37 970	37 990	37 980	37 920	37 820	37 690	37 510	37 290

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

Този сценарий за brutното електропотребление без помпи е с от 2700 до 3700 GWh над максималната прогноза на ЕСО ЕАД, тъй като тръгва от по-високо потребление за 2021 година, което предполага ръст от 11% спрямо приведеното потребление за 2020 година, на фона на тенденцията от последните години за лек спад и рязкото намаление през изминалата година, вследствие ограниченията от COVID-19. 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.

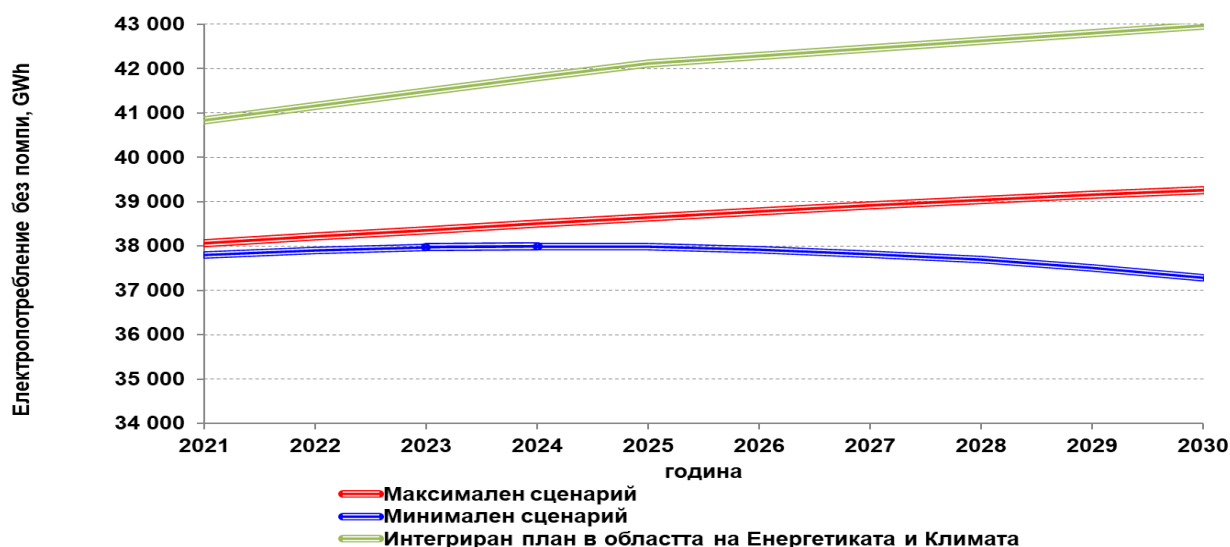
Максимален сценарий

Този сценарий за brutното 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, но от по-ниска изходна позиция вследствие на ограниченията от COVID-19. Заложено е забавяне в прилагането на мерки за енергийна ефективност. Към 2030 година се очаква brutното потребление да достигне 39 260 GWh.

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 2030 година brutното електропотреблението достига 37 290 GWh.

Фигура 2.3: Прогноза за развитие на brutното 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 2030 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	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Общо за периода до 2030 г.
ВяЕЦ, [MW]	0	0	0	5	101	101	101	101	101	101	612
ФЕЦ, [MWp]	109	130	84	206	340	80	175	190	175	175	1663
ВЕЦ, [MW]	29	3	0	0	0	0	0	0	4	4	40
БиоЕЦ, [MWe]	0	4	20	4	4	4	4	4	4	4	53
ОБЩО:	139	137	104	214	445	185	280	295	284	284	2368

Таблица 3.2: Съществуващи ВЕИ към края на 2020 година в MW

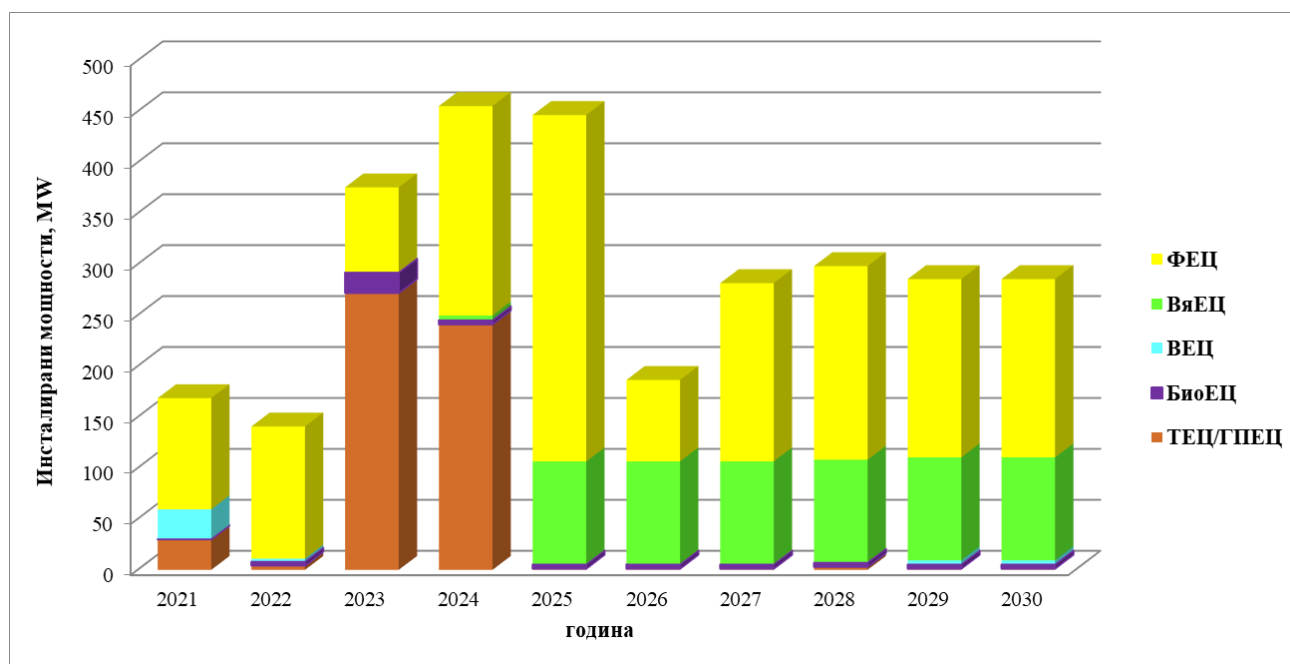
ВЕЦ (без помпи)	2 347
Вятърни ЕЦ	700
Фотоволтаични ЕЦ	1 087
Биомаса и биогаз	77

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	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Общо
ТЕЦ и Ко-ген	30	4	272	241	1	1	1	3	1	1	556
ВЕИ, в т.ч.	139	137	104	214	445	185	280	295	284	284	2368
ВЕЦ	29	3	0	0	0	0	0	0	4	4	40
ВяЕЦ	0	0	0	5	101	101	101	101	101	101	612
ФЕЦ	109	130	84	206	340	80	175	190	175	175	1663
БиоЕЦ	0	4	20	4	4	4	4	4	4	4	53
Общо	169	141	376	455	446	186	281	298	285	285	2923

За периода 2021-2030 г. съгласно инвестиционните намерения са планирани за изграждане общо 2923MW нови мощности, 2368 MW от които са ВЕИ.



Фигура 3.1: Нови производствени мощности по видове източници

В таблица 3.4 са посочени 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“

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
АЕЦ	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1889
КЕЦ на Въглища	4127	3953	3779	3605	3431	3249	3066	2884	2701	2519
Централа на газ	1944	1979	2014	2049	2084	2162	2240	2318	2395	2474
Биомаса	114	149	184	219	253	263	273	282	292	302
ВЕЦ (Без ПАВЕЦ)	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2508
ВяЕЦ	709	719	729	739	749	788	828	868	908	948
ФЕЦ	1191	1339	1488	1636	1785	2071	2357	2643	2930	3216

Източник: Министерство на енергетиката

³ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/bg_final_necp_main_bg.pdf

4. Прогнозни брутни мощности и енергийни баланси

За развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2030 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 проблеми с овладяване на баланса между потреблението и генерацията, а също 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

Централа/година	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ОБЩО КЕЦ на въглища	3 175	3 203	3 023	2 842	2 842	2 689	2 520	2 542	2 574	2 574
ОБЩО КЕЦ на газ	200	200	200	200	399	399	399	399	399	399
Топлофикационни централи	435	465	508	632	647	667	667	652	652	652
Заводски централи	213	213	213	218	218	218	218	218	218	218
АЕЦ Козлодуй	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078
Общо ВЕЦ	744	716	1 013	1 290	1 175	1 114	1 202	1 195	1 134	1 196
Общо ВЯЕЦ	280	285	290	295	300	305	310	315	320	325
Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общо Биомаса	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120
Общо Батерии (разряд)	0	0	0	5	15	30	50	70	90	104
Сумарна електрическа генерация	7 200	7 240	7 410	7 650	7 770	7 600	7 550	7 580	7 580	7 666
Максимален електрически товар	6 650	6 950	7 250	7 300	7 380	7 410	7 440	7 470	7 500	7 606
Възможен износ	550	290	160	350	390	190	110	110	80	60

Прогнозираните брутни мощностни баланси при максимални и екстремални зимни товари, са посочени съответно в Таблицы 4.1 и 4.2, а за максимални летни товари в Таблица 4.3. Основната им функция е да се оцени адекватността на ЕЕС при различни режими на работа. За подготовката на мощностните баланси са взети под внимание предвидените за присъединяване мощности както и статистически данни за работата на отделните видове производители.

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

Централа/година	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ОБЩО КЕЦ на въглища	3 175	3 203	3 023	2 842	2 842	2 689	2 520	2 542	2 574	2 574
ОБЩО КЕЦ на газ	200	200	200	200	399	599	599	599	599	599
Топлофикационни централи	435	465	508	632	647	667	667	652	652	652
Заводски централи	213	213	213	218	218	218	218	218	218	218
АЕЦ Козлодуй	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078
Общо ВЕЦ	745	1 006	1 464	1 530	1 326	1 265	1 433	1 426	1 395	1 401
Общо ВяЕЦ	280	285	290	295	300	305	310	315	320	325
Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общо Биомаса	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120
Общо Батерии (разряд)	0	0	0	5	15	30	50	70	90	104
Сумарна електрическа генерация	7 200	7 530	7 860	7 890	7 920	7 950	7 980	8 010	8 040	8 070
Максимален електрически товар	7 200	7 530	7 860	7 890	7 920	7 950	7 980	8 010	8 040	8 070
Възможен износ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

Централа/година	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ОБЩО КЕЦ на въглища	1 526	1 526	1 526	1 374	1 374	1 374	1 206	1 037	1 037	1 037
ОБЩО КЕЦ на газ	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
Топлофикационни централи	237	237	242	247	257	267	267	267	267	267
Заводски централи	133	133	133	138	138	138	138	138	138	138
АЕЦ Козлодуй	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078	2 078
Общо ВЕЦ	563	548	543	585	585	560	564	582	357	208
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	70	70	75	75	80	80	85	85	90
Общо Батерии (заряд)	0	0	0	-5	-15	-30	-50	-70	-90	-104
Сумарна електрическа генерация	5 705	5 735	5 785	5 815	6 015	6 195	6 215	6 255	6 215	6 312
Максимален електрически товар	4 900	4 940	4 980	5 020	5 060	5 100	5 140	5 180	5 220	5 260
Възможен износ	805	795	805	795	955	1 095	1 075	1 075	995	1 052

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 2020 г.

Тип централа	Средногодишна използваемост
АЕЦ	94.9%
КЕЦ	35.6%
Топлофикационни ЕЦ	47.1%
Заводски ЕЦ	30.4%
ВЕЦ	12.1%
Фотоволтаични ЕЦ	16.0%
Вятърни ЕЦ	23.8%
Биомаса	45.6%

Таблица 4.5: Прогнозен брутен електроенергиен баланс, MWh

Балансов показател/година	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Общо КЕЦ на въглища	18 441 000	18 571 000	17 791 000	16 438 000	16 990 000	17 111 000	14 789 000	16 625 000	15 717 000	15 717 000
Общо КЕЦ на газ	4 956 000	4 956 000	4 956 000	6 722 000	6 607 000	6 607 000	6 607 000	6 627 000	6 607 000	6 607 000
АЕЦ "Козлодуй"	16 211 000	16 211 000	16 211 000	16 261 000	16 211 000	16 211 000	16 211 000	16 261 000	16 211 000	16 211 000
Общо Топлофикационни ЕЦ	2 520 000	2 545 000	2 570 000	2 595 000	2 620 000	2 645 000	2 665 000	2 700 000	2 700 000	2 700 000
Общо заводски ЕЦ	1 600 000	1 600 000	1 700 000	1 700 000	1 900 000	1 900 000	1 900 000	1 900 000	1 900 000	1 900 000
ВЕЦ и ПАВЕЦ на НЕК	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000
ВЕЦ извън НЕК	1 218 000	1 224 000	1 224 000	1 224 000	1 224 000	1 224 000	1 224 000	1 224 000	1 234 000	1 243 000
Други ВЕИ, в т.ч.:	3 180 000	3 269 000	3 419 000	3 709 000	4 299 000	4 612 000	5 048 000	5 485 000	5 915 000	6 345 000
ВяЕЦ	1 400 000	1 410 000	1 416 000	1 440 000	1 612 000	1 814 000	2 016 000	2 218 000	2 421 000	2 623 000
ФЕЦ	1 430 000	1 495 000	1 625 000	1 885 000	2 296 000	2 400 000	2 627 000	2 855 000	3 082 000	3 310 000
Биомаса	350 000	364 000	378 000	384 000	391 000	398 000	405 000	412 000	412 000	412 000
Батерии (разряд)	0	0	0	4 000	12 000	20 000	32 000	44 000	56 000	68 000
Доставки на електроенергия	50 526 000	50 776 000	50 271 000	51 053 000	52 263 000	52 730 000	50 876 000	53 266 000	52 740 000	53 191 000
Брутно електропотребление	40 842 000	41 162 000	41 482 000	41 802 000	42 123 000	42 294 000	42 465 000	42 636 000	42 807 000	42 978 000
Помпи ПАВЕЦ	740 000	830 000	920 000	1 010 000	1 090 000	1 180 000	1 270 000	1 360 000	1 450 000	1 500 000
Батерии (заряд)	0	0	0	5 000	15 000	25 000	40 000	55 000	70 000	85 000
Салдо (износ-внос)	8 944 000	8 784 000	7 869 000	8 236 000	9 035 000	9 231 000	7 101 000	9 215 000	8 413 000	8 628 000

В страната ще има остатъчна разполагаемост за производство от 7 100 000 до 9 200 000 MWh годишно. Трябва да се има предвид, че това се дължи основно на поэтапното въвеждане в експлоатация на производствени мощности на газ 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 използване на всички налични източници на допълнителни услуги и/или внос на електроенергия. Още по-утежнена се явява ситуацията при съчетанието на продължителни екстремални зимни условия, изчерпан първичен енергиен ресурс в ВЕЦ и КЕЦ и завишена аварийност при електропроизводствените мощности, какъвто е случая през януари 2017 година.

Положителен ефект върху покриване на вътрешното електропотребление оказва присъединяването на българския пазар към европейското обединение в рамките на деня и предстоящото през тази година за следващ ден. Не на последно място следва да се има предвид и бъдещото присъединяване 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. 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. Това допълнително ще усложни управлението на баланса между производство и потребление в рамките на страната. Освен технически проблем, ще се създадат и финансови проблеми за местните кондензационни централи от нереализирана разполагаемост за производство. Ефект, който е осезаем от средата на 2019 година.

Прогнозираното електропроизводство от ВЕИ се базира на заложените инсталирани мощности в „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	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ВЕЦ, в т.ч.:	3 618 000	3 624 000	3 624 000	3 624 000	3 624 000	3 624 000	3 624 000	3 624 000	3 634 000	3 643 000
ПАВЕЦ	518 000	581 000	644 000	707 000	763 000	826 000	889 000	952 000	1 015 000	1 050 000
ВяЕЦ	1 400 000	1 410 000	1 416 000	1 440 000	1 612 000	1 814 000	2 016 000	2 218 000	2 421 000	2 623 000
ФЕЦ	1 430 000	1 495 000	1 625 000	1 885 000	2 296 000	2 400 000	2 627 000	2 855 000	3 082 000	3 310 000
Биомаса	350 000	364 000	378 000	384 000	391 000	398 000	405 000	412 000	412 000	412 000
Общо ВЕИ (без ПАВЕЦ)	6 280 000	6 312 000	6 399 000	6 626 000	7 160 000	7 410 000	7 783 000	8 157 000	8 534 000	8 938 000
Прогнозирано бруто електропотребление	40 842 000	41 162 000	41 482 000	41 802 000	42 123 000	42 294 000	42 465 000	42 636 000	42 807 000	42 978 000
Дял на ВЕИ, %	15.38%	15.33%	15.43%	15.85%	17.00%	17.52%	18.33%	19.13%	19.94%	20.80%

При приетото развитие на производството от ВЕИ се предвижда към 2030 г., то да надхвърли 20% от прогнозираното брутно електропотребление 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 ще се увеличи. Провеждането на мерки за енергийна ефективност ще подпомогне осъществяването на националните индикативни цели, т.е. вместо инвестиции в изграждането на нови ВЕИ да се реализират 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. Термичните централи, предоставящи допълнителни услуги, гарантират сигурната работа на ЕЕС и сигурността на електроенергийните доставки. На практика тези централи са определящ фактор 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 проявяват през пролетта, при 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 тепърва 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 повишило значително използваемостта на ПАВЕЦ в обратими режими. Това ще доведе до смекчаване на проблема с балансиране на ВЕИ, респективно ограничаване на конвенционалните мощности, в периодите с ниски товари.

5.2. Мощности с приоритетно производство

Към мощностите с приоритетно производство спадат високоефективните централи за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ко-генерации), както и електроцентралите от ВЕИ (ВяЕЦ, ФЕЦ, биомаса и др.). В тази група участват и водните електроцентрали, работещи по график за водоснабдяване и напояване. Делът на всички тези мощности нараства прогресивно, което все повече затруднява регулирането на честотата и обменните мощности. Част от тях имат възможност да следват изменението на денонощната товарова диаграма, изключение правят вятърните електроцентрали. Променливият характер 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 2030 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, отчитайки себестойността на газа;
- 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 активни потребители като доставчици на резерв, чрез механизма на пазара на балансираща енергия.

Оптималният избор на някоя от гореспоменатите инвестиционни мерки или комбинация от тях е въпрос на технико-икономически 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.

ПРОЕКТ

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.

Планиране развитието на електропреносната мрежа е свързано с изпълнението на следните основни изисквания и европейски политики:

- сигурност при снабдяването с електрическа енергия на потребителите и електроразпределителните мрежи при нормални и ремонтни схеми;
- повишаване 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;
- присъединяване на нови синхронни и паркови генериращи модули;
- повишаване на ефективността при преноса на електроенергия;
- присъединяване на нови мощности за съхранение на енергия;
- възможност за експлоатация и поддръжка на електропреносната мрежа при 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 2019г. 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 2019 е част от новия десетгодишен план на ENTSO-е 2020, който ще бъде публикуван до края на месец юни 2021г.

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, 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 може да 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 търговията на електроенергия. 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 необходимите повишения на трансграничните капацитети в региона, според резултатите от пазарните изчисления.



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

Мрежа 400kV

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.

ЕСО работи по изграждането на следните нови електропроводи:

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

През 2020г. са въведени в експлоатация нови електропроводи 400kV по направленията п/ст „Марица изток“ – п/ст „Бургас“ и п/ст „Марица изток“ – ОРУ ТЕЦ МИЗ.

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.

Мрежа 220kV

Приета е концепция, преносната мрежа 220kV да не се развива повече и да се редуцира, за сметка на мрежи 400kV и 110kV. В дългосрочен план се обмисля реконструкция на някои вътрешни електропроводи 220kV и прилежащите им подстанции към ниво 400kV по направления, които са приоритетни за ЕЕС на страната.

Мрежа 110kV

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 директни потребители при необходимата категория на осигуреност;
- присъединяване на генериращи модули – директни и в разпределителните мрежи.

6.2. Принципи при изследване на потокоразпределението и нивата на напреженията

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

Разработени са три режима за изчисление на потокоразпределение:

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

Оценката на натоварването на електропроводите е извършена спрямо допустим ток за съответното сечение на проводниците. Граничните стойности на нивата на напрежение в

електрическата мрежа са взети, съгласно БДС и съгласно чл.21 т.1 на ПУЕЕС. Изчислението на натоварването на трансформаторите е извършено спрямо номиналната им мощност.

6.3. Изходни данни за подготовка на изчислителните модели

Очакваният абсолютен максимален електрически товар за 2030г. е 8070MW. Генериращите източници, работещи за хранване 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 7606MW до абсолютния максимум е покрита от резервни мощности.

Товарите, моделирани по възлите 110kV 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 среден зимен режим, като товарът от 7606MW е покриван от генерациите, описани в табл. 4.1. Загубите от пренос и трансформация в ЕЕС са около 172MW, или 2,3% от сумарната нетна генерация, като в тях не са включени загубите в подстанциите 110kV/Ср.Н. Собствените нужди на централите са 441MW.

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	110	Дръстър
220	236	БПС, АЕЦ Козлодуй	218	Образцов чифлик
400	411	Мизия	400	Добруджа

Регулировъчният диапазон по реактивна мощност на синхронните генератори и статичните компенсиращи 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 Могила“, „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 1257MW. Очакваният поток от 400kV към 110kV е 2372MW.

Мрежа 220kV

Най-натоварен на ниво 220kV е ЕП „Верея” (ОРУ МИ2 – п/ст Стара Загора) – 66%. Към мрежа 110kV се трансформират 2832MW.

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 6989MW. Около 28% 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	95
220/110	МИ2	1	200	83
220/110	Стара Загора	1	200	77
220/110	София юг	2	400	76
400/110	Царевец	2	500	63
220/110	Казичене	2	400	63
220/110	МИ	2	400	63
220/110	Мадара	2	400	62

Очаква се по-голямата част от страните в нашия регион да са вносителни 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 максимален зимен режим на работа на преносната мрежа, при екстремален товар от 8070MW, 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. Забелязва се обаче голямо натоварване на наличната трансформаторна мощност в п/ст Пловдив. Както се вижда от табл. 6.2, двата автотрансформатора 400/110kV са натоварени над 90% и изключването на единия, води до претоварване на другия.

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 400kV. 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 2030г. 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	-74		33	15	15	-9	-8	-8	6	6	-7		8	8	9																							
София запад - Металургична		x	10	39	21	21	-13	-12	-12			-10		11	11	12																							
Столник - Златица	-40	-37	x	-21	14	14						-16	-9																										
Мизия - Столник	62	61		x																																			
Соф. запад - Ч. могила 1	6	11			x	66																																	
Соф. запад - Ч. могила 2	6	11				66	x																																
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 1	-16	-20			20	-7	-7	x	29	29																													
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 2	-15	-19			20	-7	-7		29	x	28																												
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 3	-15	-19			20	-7	-7		29	28	x																												
Ч. могила - Бобов дол 1											x	63	-7	10																									
Ч. могила - Бобов дол 2												63	x	-7	10																								
Ч. могила - Ветрен	-11	-14										7	7	x	54																								
Ветрен - Благоевград	-5	-6	-7			6	6																																
Мизия - АЕЦ Козлодуй 1	8	10																																					
Мизия - АЕЦ Козлодуй 2	8	10																																					
Мизия - АЕЦ Козлодуй 3	9	10																																					
Варна - Царевец																																							
Пловдив - Царевец	7																																						
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	8	6	10																																				
МИ - Бургас																																							
Пловдив - Златица	44	44	85	22	-16	-16																																	
Мизия - Царевец																																							
Бобов дол - Благоевград 1	-7																																						
Бобов дол - Благоевград 2	-7																																						

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 2030г. е около 1208MW. 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“ ще работи с 2 машини с обща мощност от 420 MW. 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. ЕСО е предприел изграждане на 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. За разрешаване на проблема се предвижда 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“.

Район Русе

Очакваният товар на район Русе е около 190MW, 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. В настоящия план се предвижда реконструкция на съществуващия ЕП „Стрелец“.

ТДУ „СЕВЕР“

Очакваният товар за района на ТДУ „Север“, за максимален зимен режим е около 977MW. 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 автотрансформаторите 400/220kV в ОРУ на АЕЦ „Козлодуй“ и п/ст „Мизия“.

Район Видин

Товарът в район Видин е около 65MW. 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 98kV. 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 предвидено 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 98kV. В този режим, ЕП 110kV „Кашана“ (п/ст Златица - п/ст Елаците) се претоварва. Техническото решение на този проблем е предвиденото изграждане 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 предвидено изграждане на нов ЕП 110kV от п/ст "Пелово" до п/ст "Кнежа".

ТДУ „ЗАПАД”

Очакваният товар за района на ТДУ „Запад” за максимален зимен режим е около 2171MW. Основните генериращи мощности на територията на ТДУ "Запад" са:

- 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 и София-област

Очакваният товар на района е около 1393MW. 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, ЕСО е предприел изграждане на нов двоен ЕП 110kV „Курило - Металургична”. В дългосрочен план се предвижда, съществуващите автотрансформатори 400/121kV, с мощност 250MVA в п/ст „София Запад”, да бъдат заместени с нови, с мощност 350MVA.

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. В тази връзка се предвижда реконструкция на тези електропроводи с проводници АСО400.

В средносрочен план се предвижда изграждане на уредба 20kV на площадката на п/ст „Казичене”, за обезпечаване електрозахранването на потребителите на електроразпределителното дружество и директните клиенти в района.

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 7606MW, 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 е предвидено 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". Същевременно, 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 354MW. Най-тежкият режим за района се получава при загуба на захранване на мрежа 110kV от мрежа 400kV в п/ст Благоевград и липса на генерация от каскадите "Пиринска" и "Санданска Бистрица". Това води до понижаване на напреженията по всички подстанции до 92 kV 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" (чужда собственост) и подмяна на измервателните трансформатори.

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

ТДУ „ЮГ“

Очакваният товар в района на ТДУ „Юг“ за максимален зимен режим е около 2633MW. Собствени производствени източници са:

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

Район Пловдив

Основна подстанция в района е п/ст „Пловдив“. След подмяна на прекъсвачите 110kV в новата част, двете уредби 110kV работят свързано, с нормално затворени СП и включени три автотрансформатора, в съответствие с Графика по напрежение.

В дългосрочен план се предвижда, съществуващите автотрансформатори 400/121kV, с мощност 250MVA в п/ст „Пловдив“, да бъдат заместени с нови, с мощност 350MVA.

Изключително полезен е нов ЕП 110kV между ВЕЦ „Цанков камък“ и ВЕЦ „Въча 1“.

В дългосрочен план се предвижда 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, се предвижда, съществуващите автотрансформатори 400/121kV, с мощност 250MVA в п/ст „Бургас“, да бъдат заместени с нови, с мощност 350MVA.

Район Стара Загора

Необходимото развитие на електропреносната мрежа в района на гр. Стара Загора предвижда изграждане на нов междусистемен ЕП 400kV от п/ст "Марица изток" до п/ст "Nea Santa" (Greece), като основните ползи са следните:

- увеличаване на трансграничния капацитет (NTC) между България и Гърция;
- увеличаване на трансграничния капацитет (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.

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]	2021 г.		2030 г.	
		I ³ [kA]	I ¹ [kA]	I ³ [kA]	I ¹ [kA]
АЕЦ „КОЗЛОДУЙ“	110	16.86	19.53	17.17	19.82
	220	22.00	24.52	22.26	24.74
	400	32.24	34.67	32.72	35.04
П/ст „АЛЕКО“	110	27.28	26.85	27.87	27.26
	220	19.68	16.56	19.93	16.71
П/ст „АРПЕЗОС“	110	11.71	9.09	11.63	9.06
П/ст „БАЛКАН“	110	17.14	18.11	17.32	18.24
	220	10.59	9.65	10.64	9.68
П/ст „БАЛЧИК“	110	8.33	5.94	8.95	6.19
П/ст „БАНСКО“	110	9.74	7.44	10.81	7.94
П/ст „БЛАГОЕВГРАД“	110	19.39	21.61	21.24	23.66
	400	15.53	10.63	19.09	14.22
П/ст „БОЙЧИНОВЦИ“	110	14.27	15.63	14.63	15.95
	220	9.63	8.90	9.76	8.99
П/ст „БОНОНИЯ“	110	4.38	4.30	4.40	4.40
П/ст „БРУСАРЦИ“	110	7.49	6.24	7.61	6.33
П/ст „БУРГАС“	110	20.55	22.86	24.41	27.71
	400	13.90	10.93	16.72	13.86
П/ст „ВАРНА“	220	15.54	18.41	20.39	24.89
	400	15.97	13.66	18.70	16.24
В/ст „ВЕТРЕН“	400	14.75	13.19	18.69	16.22
ПАВЕЦ „БЕЛМЕКЕН“	220	10.68	10.29	10.88	10.44
ВЕЦ „ВЪЧА 1“	110	12.28	10.97	14.95	12.94
ВЕЦ „ДЕВИН“	110	11.23	12.11	13.02	13.57
	220	7.09	6.69	7.39	6.89
ВЕЦ „ИВАЙЛОВГРАД“	110	7.33	5.74	7.36	5.78
ВЕЦ „КЪРДЖАЛИ“	110	10.32	8.14	10.31	8.15
ВЕЦ „МОМИНА КЛИСУРА“	110	12.89	8.82	13.02	8.86
ПАВЕЦ „ОРФЕЙ“	220	10.88	10.15	11.06	10.27
ВЕЦ „ПЕЩЕРА“	220	10.69	8.15	10.76	8.19
ВЕЦ „СТУДЕН КЛАДЕНЕЦ“	110	11.54	8.22	11.47	8.20

ВЕЦ „ТЕШЕЛ“	220	6.32	5.87	6.53	6.00
ПАВЕЦ „ЧАИРА“	400	12.76	11.43	15.43	13.28
П/ст „ГОРНА ОРЯХОВИЦА“	110	24.18	24.77	24.62	25.22
	220	17.03	14.47	17.13	14.85
П/ст „Г. ТОШЕВО“	110	5.35	3.29	10.83	5.41
П/ст „ГЪЛЪБОВО“	110	19.27	14.81	18.87	14.66
П/ст „ДОБРИЧ“	110	12.17	5.82	17.14	9.69
П/ст „ДОБРУДЖА“	110	38.78	43.14	40.37	44.31
	220	16.69	17.50	20.85	21.56
	400	15.49	13.26	17.81	15.24
П/ст „ЕЛХОВО“	110	7.79	4.94	7.84	4.98
П/ст „ЗЛАТИЦА“	110	24.34	28.93	25.58	30.19
	400	13.30	10.81	13.95	11.40
П/ст „К. ГАНЧЕВ“	110	16.23	12.79	16.47	12.91
П/ст „КАВАРНА“	110	12.32	10.44	16.44	12.85
П/ст „КАЗИЧЕНЕ“	110	34.78	33.85	33.02	32.86
	220	26.50	22.55	28.76	25.40
П/ст „КАРНОБАТ“	110	14.02	13.03	14.52	13.34
	220	8.11	6.42	8.26	6.50
П/ст „КУРИЛО“	110	26.17	20.78	38.86	29.45
П/ст „ЛАУТА“	110	23.41	16.65	25.01	17.38
П/ст „МАДАРА“	110	16.25	17.64	16.96	18.25
	220	11.71	10.71	12.94	11.47
П/ст „МЕЗДРА“	110	15.04	9.13	17.20	10.58
П/ст „МЕТАЛУРГИЧНА“	110	26.36	30.15	36.21	38.82
	400	21.04	18.68	21.99	19.34
П/ст „МАРИЦА ИЗТОК“	110	34.43	35.93	33.17	35.07
	220	37.84	37.14	37.87	37.51
	400	27.02	25.63	31.98	29.60
П/ст „МИЗИЯ“	110	22.70	24.57	23.00	24.97
	220	23.02	24.08	23.31	24.87
	400	23.18	19.84	23.82	20.07
П/ст „МОДЕРНО ПРЕДГРАДИЕ“	110	21.54	14.52	26.75	21.24
П/ст „ОБРАЗЦОВ ЧИФЛИК“	110	13.73	15.45	13.61	15.08
	220	6.28	6.18	7.78	7.32
П/ст „ПЛЕВЕН 1“	110	19.90	21.12	20.92	22.03
	220	13.84	12.27	14.03	12.45
П/ст „ПЛОВДИВ“	110	32.63	35.37	36.18	39.41
	220	14.26	11.83	14.37	11.95
	400	15.97	12.83	23.26	18.55
П/ст „ПОБЕДА“	110	12.40	8.98	13.56	9.50
П/ст „РАЗГРАД“	110	9.63	7.02	9.70	7.04
П/ст „СЕПТЕМВРИЙЦИ“	110	17.67	10.44	17.94	10.51
П/ст „СТАРА ЗАГОРА“	110	19.17	17.38	19.25	17.44

	220	8.63	6.82	8.53	6.80
П/ст „СТОЛНИК“	110	27.90	29.61	29.47	30.81
	220	27.61	27.90	28.62	28.78
	400	21.43	19.53	22.22	20.10
П/ст „СОФИЯ ЗАПАД“	110	24.90	27.08	27.30	29.19
	400	28.83	22.77	29.57	23.36
П/ст „СОФИЯ ЮГ“	110	27.78	27.42	33.39	33.85
	220	21.45	17.48	23.66	20.60
П/ст „ТВЪРДИЦА“	110	12.21	12.19	12.19	12.20
	220	10.68	8.32	10.57	8.32
ТЕЦ „БОБОВ ДОЛ“	110	22.75	24.40	19.93	19.29
	220	17.53	17.71	22.99	22.74
	400	-	-	22.25	17.16
ТЕЦ „ВАРНА“	110	35.22	33.24	37.40	35.32
	220	13.33	12.20	16.75	16.47
ТЕЦ „МАРИЦА 3“	110	19.35	15.53	16.48	14.27
ТЕЦ „МАРИЦА ИЗТОК 2“	110	19.45	20.73	20.06	21.71
	220	35.16	26.84	32.23	26.69
	400	15.92	14.18	17.05	14.90
ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 3“	220	38.27	35.90	38.46	36.30
	400	27.15	25.14	30.90	27.88
ТЕЦ „ПЛОВДИВ“	110	21.04	15.23	22.12	15.68
ТЕЦ СОФИЯ	110	20.58	20.13	27.12	24.48
	220	11.59	9.14	12.09	9.41
ТЕЦ СОФИЯ ИЗТОК	110	28.18	24.42	33.72	27.18
П/ст „УЗУНДЖОВО“	110	12.35	11.80	11.97	11.58
	220	8.17	6.39	8.08	6.36
П/ст „ФИЛИПОВО“	110	20.81	14.50	21.89	14.93
П/ст „ХРИСТО БОТЕВ“	110	28.27	24.37	30.97	26.18
П/ст „ХРИСТО СМИРНЕНСКИ“	110	24.73	18.77	27.11	19.91
П/ст „ЦАРЕВЕЦ“	110	23.09	24.56	24.46	26.11
	400	9.54	7.53	13.35	10.13
П/ст „ЧЕРВЕН БРЯГ“	110	17.29	13.84	18.26	14.59
П/ст „ЧЕРВЕНА МОГИЛА“	110	27.60	29.25	27.84	29.60
	400	24.84	18.42	26.46	20.40
П/ст „ЧУДОМИР“	110	15.82	15.23	15.77	15.20
	220	8.48	7.20	8.48	7.20
П/ст „ШАБЛА“	110	10.70	7.68	13.98	9.56
П/ст „ЯМБОЛ“	110	11.97	8.65	12.07	8.72

7.2. Кратко описание на ЕЕС за 2021 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 2030 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 2030г.

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 – старите АТ1 и 2, 250 MVA са заменени с нови, 350 MVA;
- П/ст „Пловдив“ 400/110kV и 220/110 kV
 - включени два АТ 250 MVA, 400/110 kV;
 - включен един АТ 200 MVA, 220/110 kV;
 - включени ШСП 110 kV и СП между стара и нова шинни системи 110 kV.
- 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 „София запад“ – включени два АТ 250 MVA, 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 съответните нови елементи.

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.

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

В резултатите за 2021 г. е отчетено съществуващото състояние на ЕЕС при абсолютен максимален режим на товарите и генериращите мощности.

В резултатите за 2030 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 2030 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

Прекъсвачите в новата ОРУ 110 kV са подменени през 2020 г. с такива за 40 kA и 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 43.14 kA и режимът е недопустим, което се спазва по оперативен ред.

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 2021-2030г., 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.

ИЗГРАЖДАНЕ НА ОПТИЧНА МРЕЖА
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Малага, 3.2 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Безово, 14.6 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Аспарух, 33.8 km, Разград - Исперих
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Раздел, 35.5 km, Исперих - Дулово
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Доростол, 72.2 km, Дулово - Силистра
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Табията, 4.3 km, Силистра - Дръстър
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Гълъбец-Експрес (оптично трасе п/ст Столник - п/ст Априлово), 22 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Батмиш, 9 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Струпец, 18 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Цибър, 76 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Върба, 11.3 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Ябълка и връзка към OPGW 400kV Руен
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Осетия-Моняк, 7.6 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Боровци, 22.2 km, Берковица - Монтана
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Блъсков/Войников, 5.7 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Кумарица, 9.2 km, Илиенци - Курило
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Крумовица, 22.9 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Вишеград в участъка от п/ст Тополовград до стълба, до който стига OPGW по Граничар от п/ст Елхово, 5,1 km, Тополовград - Елхово
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Армира, 24.6 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Крумовица, 22.9 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Армира, 24.6 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Емона
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Секвоя, 7.3 km

Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Цимбала, 36.3 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Орбел, 19.2 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Гранит, 22 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Рубин М. рудник - Победа
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Места, 42.7 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Ферибот, 1.1 km, Видин 1 - Видин 2
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Оризище, 4.8 km, Бонония - Видин 1
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Кристал, 6.7 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Раховец, 8 km, Г.О. изток - Г.О.
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Мирово, 16 km, Костенец - ВЕЦ Момина клисура
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Мухово, 24 km, Ихтиман - Костенец
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Цвиля, 3 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Дрен, 19.6 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Елица, 19.6 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Пясъчево, 21.2 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Узана, 9.2 km
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Калеица, от ст.101 - Ловеч
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Стража
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Добрина
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Марийно
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Паскал/Мургана - участък от ЕП
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Яворец, 26 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Косача, 11.2 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Средна гора, 37.1 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Галатея, 28.3 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Шивачево, 21.6 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Кривина, 21.7 km
Монтаж на OPGW на ЕП 400 kV Ботунец – от п/ст Металургична до ст. 16 и връзка чрез OPUГ с OPGW на ст.9 на ЕП 110 kV Руда - 4,3 km.
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Емайл, 3km, Севлиево -Емка
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Крапец, 37,3 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Варовик, 23.9 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Бърдо, 24.4 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Цар Самуил, 36.2 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Пеликан, 57.7 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Нипел, 11 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Кадиин мост, 31.5 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Кутловица, 5.7 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Житница, 11 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Безмер, 34 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Българка, 25 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Долина
Изграждане на оптична линия по ЕП 110 kV Хисарлъка 4.5 km Кюстендил 1 - Пауталия
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Славяни, 0.8 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Неврокоп, 23.7 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Езерово, 16.5 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Морава, 28.5 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Беломорци, 20.7 km

Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Габър, 20 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Бачиново, 10.6 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Ропотамо, 30.4 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Лонгоза, 25.7 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Жеравна, 27.7 km
Монтаж на OPGW на ЕП 110 kV Петрол, 7.5 km

8.2 Развитие на АСДУ

Развитието на автоматизираната система за диспечерско управление (АСДУ) е свързано с модернизация на изградените SCADA/EMS, телемеханични, телекомуникационни и захранващи системи и с изграждане на нови такива, 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

Към настоящия момент, ЕСО кандидатства за външно финансиране по проект по Инструмента за възстановяване и устойчивост, с проект ДИГИТАЛНА ТРАНСФОРМАЦИЯ И РАЗВИТИЕ НА ИНФОРМАЦИОННИТЕ СИСТЕМИ И СИСТЕМИТЕ РЕАЛНО ВРЕМЕ НА ЕСО В УСЛОВИЯТА НА НИСКОВЪГЛЕРОДНА ЕНЕРГЕТИКА. Като подпроекти към този проект, са следните отнасящи се към развитието на SCADA/EMS:

1. Модернизация на SCADA в Опорен пункт, с въвеждане на възможност за далечно резервиране.
2. Модернизация на SCADA/EMS в ЦДУ, с допълване на функционалности в резервен център за управление на ЕЕС.

Решението за одобряване на проектите се очаква след м. Април 2021г., така че при евентуално одобрение на гореспоменатите подпроекти, те ще бъдат включени в следващият 10-годишен план.

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 ще се даде възможност за високоскоростен пренос на по-голям обем информация през нея, 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.

МОДЕРНИЗАЦИЯ И РАЗШИРЕНИЕ НА АСДУ
АСДУ - общи
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционно наблюдение на апаратура за АСДУ
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционен достъп до релейни защиты
Изграждане и разширение на мрежа от цифрови регистратори за непрекъснат запис
Модернизация на ПАА
Изграждане и разширение на охранителни системи на обекти на ЦДУ и ТДУ
АСДУ-ТК
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа от устройства за оптичен пренос
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа ВЧ канали (включително - ВЧ обработки)
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа за пренос на команди за УРЗ и ПАА
Разширение и модернизация на диспечерската телефонна мрежа
Разширение и модернизация на система за наблюдение целостта на оптичните влакна
АСДУ-ТМ
Изграждане, разширение и модернизация на системи за дистанционно управление на обекти 110/Ср.Н.
Изграждане, разширение и модернизация на системи за дистанционно управление на системни подстанции

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. Изпълнява се проект 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 2030г 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

Година	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Разходи, млн. лв.	214,345	138,082	132,265	130,477	134,856	133,729	135,580	134,836	137,049	137,969

Необходимите инвестиции за развитие на електропреносната мрежа за периода 2021...2030г. се оценяват на 1727,703 млн. лв.

ПРОЕКТ

11. Развитие на релейните защиты

11.1. Подмяна на релейни защиты в мрежа 110kV

Подмяната на електромеханични релейни защиты и цифрови релейни защиты, достигнали края на своя експлоатационен ресурс се извършва съгласно утвърдения план-график за въвеждане на САУП.

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

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

Таблица 11.2.

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой РЗ]
2021	П/ст „Плевен1“	4
	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

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

Част от цифровите 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 11.3.

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	-
	П/ст „Мизия“	8	6	-
	П/ст „Марица Изток“	6	4	-
	ОРУ МИЗ – 220kV	3	2	
ОРУ МИЗ – 400kV	-	-	1	

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]	РЗ на тр-ри [брой РЗ]	ДЗШ и УРОП [брой системи]
	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

ПРОЕКТ

12. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Към настоящия момент се счита, че до 2030г., брутното електропотребление в страната няма да надвиши **42 978 GWh**.
2. Очакваният абсолютен максимален електрически товар на България през 2030г. е **8070 MW**, а максималния товар за среден работен ден е **7606 MW**.
3. Делът на енергията от ВЕИ, от брутното електропотребление през 2030г. се очаква да надхвърли 20.8%. 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 2021-2030г., дава необходимата сигурност на електропренасянето при нормални и ремонтни схеми, включително необходимия обмен на електроенергия със съседните държави.
5. Реализацията на планираното развитие на преносната мрежа ще повиши енергийната ефективност на електропреносната мрежа, ще намали технологичните разходи и ще даде възможност за подобряване на условията за търговия с електроенергия. Повишената преносна способност на мрежата ще даде възможност за присъединяване на генериращи модули от системно значение и 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.

13. Приложение 1

Електроенергийно предприятие Асоциация	Изходящ № на писмо ЕСО ЕАД	Входящ № на писмо-отговор към ЕСО ЕАД
Електроразпределителни дружества		
"Електроразпределение Юг" ЕАД	ЕСО-8522/05.11.2020	ЕСО-8522#1/5.11.2020
"Електроразпределение Север" АД	ЕСО-8514/05.11.2020	ЕСО-8514#1/22.12.2020
"ЧЕЗ Разпределение България" АД	ЕСО-8521/05.11.2020	ЕСО-8521#1/17.12.2020
"ЕРП Златни Пящи" АД	ЕСО-8519/05.11.2020	ЕСО-8519/01.12.2020
НЕК ЕАД		
	ЕСО-8525/05.11.2020	ЕСО-8525#1/22.12.2020
АЕЦ "Козлодуй"		
	ЕСО-8535/05.11.2020	ЕСО-8535#1/11.12.2020
Кондензационни централи		
ТЕЦ "Ей и Ес -ЗС Марица Изток 1"	ЕСО-8536/05.11.2020	-
ТЕЦ "Марица Изток 2"	ЕСО-8537/05.11.2020	-
ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3"	ЕСО-8539/05.11.2020	ЕСО-8539#1/25.11.2020
ТЕЦ "Бобов дол"	ЕСО-8517/05.11.2020	-
ТЕЦ "Марица 3"	ЕСО-8542/05.11.2020	-
ТфЕЦ Русе	ЕСО-8541/05.11.2020	-
ТЕЦ "Варна"	ЕСО-8540/05.11.2020	-
Топлофикационни централи		
ТфЕЦ Плевен	ЕСО-8527/05.11.2020	ЕСО-8527#1/16.11.2020
ТфЕЦ Бургас	ЕСО-8554/05.11.2020	ЕСО-9991#2/17.12.2020
ТфЕЦ Веолия Енерджи Варна	ЕСО-8555/05.11.2020	ЕСО-8555#1/16.11.2020
ТфЕЦ Враца	ЕСО-8557/05.11.2020	-
ТфЕЦ София	ЕСО-8531/05.11.2020	-
ТфЕЦ Перник	ЕСО-8518/05.11.2020	-
ТфЕЦ Разград	ЕСО-8528/05.11.2020	ЕСО-8528#1/14.12.2020
ТфЕЦ ЕВН България Топлофикация	ЕСО-8534/05.11.2020	-
ТфЕЦ Сливен	ЕСО-8529/05.11.2020	-
ТфЕЦ Велико Търново	ЕСО-8556/05.11.2020	ЕСО-8556#1/06.01.2021
ТфЕЦ Габрово	ЕСО-8558/05.11.2020	-
Заводски централи		
ТЕЦ "Брикел"	ЕСО-8550/05.11.2020	-
Биовет	ЕСО-8551/05.11.2020	-
Неохим	ЕСО-8544/05.11.2020	ЕСО-8544#1/19.11.2020
Когрийн	ЕСО-8546/05.11.2020	-
Лукойл Нефтохим Бургас	ЕСО-8545/05.11.2020	ЕСО-8545#1/16.12.2020
ТЕЦ "Торна Оряховица"	ЕСО-8547/05.11.2020	ЕСО-8547#1/04.01.2021
Аурубис	ЕСО-8552/05.11.2020	ЕСО-8552#1/19.11.2020
Солвей Соди	ЕСО-8549/05.11.2020	-
Топлофикация Петрич	ЕСО-8543/05.11.2020	-
ВяЕЦ		
"Еолика България" ЕАД	ЕСО-8579/06.11.2020	ЕСО-8579#1/30.11.2020
ВЕЦ		
"Енерго-Про България" ЕАД (к-да Пиринска и к-да Санданска Бистрица)	ЕСО-8516/05.11.2020	-
БИО		
Свилоцел	ЕСО-8548/05.11.2020	ЕСО-9681/14.12.2020
Асоциации, Министерства		
Министерство на финансите	ЕСО-8580/06.11.2020	-
Агенция за устойчиво енергийно развитие	ЕСО-8581/06.11.2020	ЕСО-8581#1/23.11.2020
Съюз на производителите на екологична енергия-ВГ	ЕСО-8520/05.11.2020	-
Асоциация на производителите на екологична енергия	ЕСО-8524/05.11.2020	ЕСО-8524#1/17.12.2020
Българска фотоволтаична асоциация	ЕСО-8523/05.11.2020	-
АЕЦ Козлодуй - нови мощности	ЕСО-8533/05.11.2020	ЕСО-9882/17.12.2020

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