

**План**  
**за развитие на преносната**  
**електрическа мрежа на България за**  
**периода 2022-2031 г.**

СОФИЯ, 2022

## СЪДЪРЖАНИЕ

1.	ВЪВЕДЕНИЕ.....	3
2.	АНАЛИЗ И ПРОГНОЗА ЗА РАЗВИТИЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ...	4
3.	АНАЛИЗ НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ И АКУМУЛИРАЩИ МОЩНОСТИ .....	6
4.	ПРОГНОЗНИ БРУТНИ МОЩНОСТНИ И ЕНЕРГИЙНИ БАЛАНСИ .....	8
5.	ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА УПРАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ ГЪВКАВОСТТА НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....	11
5.1.	БАЗОВИ МОЩНОСТИ .....	11
5.2.	МОЩНОСТИ С ПРИОРИТЕТНО ПРОИЗВОДСТВО .....	12
5.3.	БАЛАНСИРАЩИ И РЕЗЕРВИРАЩИ МОЩНОСТИ .....	12
6.	РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....	13
6.1.	Планиране на развитието на преносната мрежа .....	13
6.2.	Принципи при изследване на потокоразпределението и нивата на напреженията .....	15
6.3.	Исходни данни за подготовка на изчислителните модели .....	15
6.4.	Анализ на потокоразпределението в електрическата мрежа .....	15
6.5.	Характерни особености на електрическата мрежа по райони .....	18
7.	НИВА НА ТОКОВЕТЕ НА КЪСИ СЪЕДИНЕНИЯ В МАКСИМАЛЕН РЕЖИМ ЗА НАЧАЛОТО И КРАЯ НА ПЛАНОВИЯ ПЕРИОД.....	23
8.	РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА И НА АСДУ.....	26
8.1	РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА .....	26
8.2	РАЗВИТИЕ НА АСДУ .....	27
9.	УПРАВЛЕНИЕ НА ОБЕКТИ ОТ ЕЕС, БЕЗ ПОСТОЯНЕН ДЕЖУРЕН ПЕРСОНАЛ .....	28
10.	РАЗВИТИЕ НА РЕЛЕЙНИТЕ ЗАЩИТИ.....	29
11.	ОЦЕНКА НА НЕОБХОДИМИТЕ ИНВЕСТИЦИИ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПЛАН ..	30
12.	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	31
13.	ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	32

## 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 2022 – 2031 г. 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 2031 г.;
- 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 информационно-управляващите системи (SCADA/EMS) на ЕСО;
- 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 2031 г. така, че да се създадат необходимите технически условия за:

- сигурно и качествено доставяне на произведената електрическа енергия до всички възли на електропреносната мрежа;
- устойчива работа и развитие на производствените мощности в страната;
- жизненост на пазара на електрическа енергия.

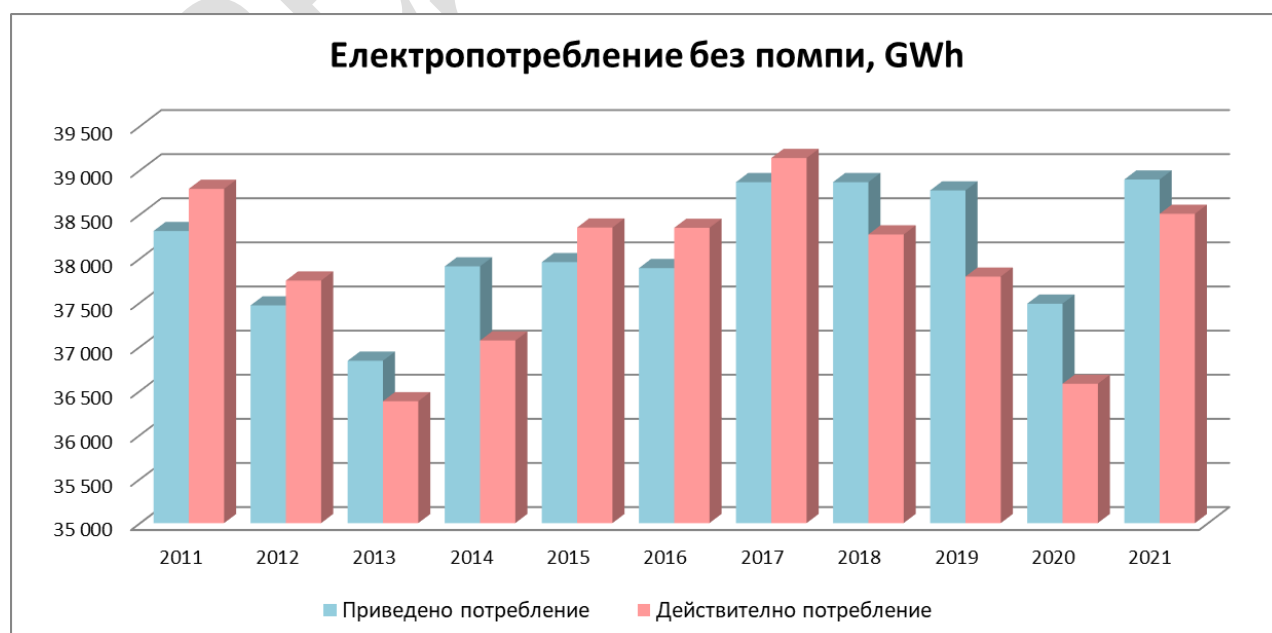
Изложените в разработката прогнози за развитие на електрическите товари и производствени мощности са базирани на съвременни методи за прогнозиране. Използвана е информация за развитие на електропотреблението и производствените мощности, предоставена от електроразпределителните и електропроизводствените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

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

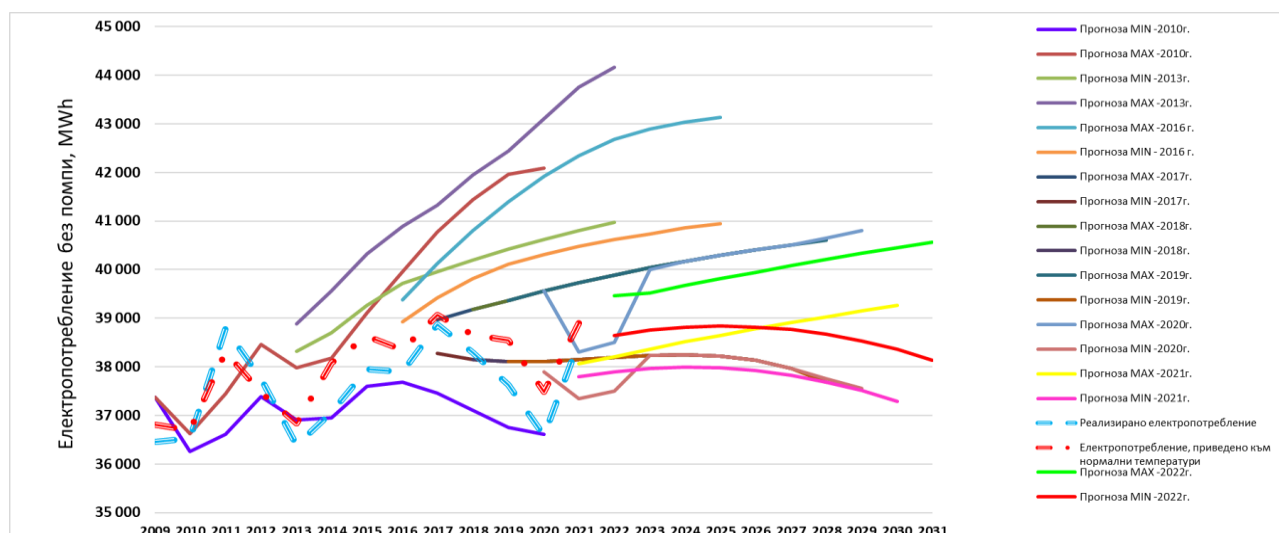
Провежданите политики за енергийна ефективност (саниране, енергоспестяващи електроуреди и цели производства и т.н.) и навлизането на нови технологии, създадоха микс от фактори, влияещи по различен начин върху електропотреблението в страната. Това затруднява в значителна степен определянето на корелационните 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 опитът на ЕСО от последните години (Фиг.2.2.), който 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.

Фигура 2.1: Брутно електропотребление без помпи на България за периода 2011-2021г.



**Фигура 2.2: Резултантна картина от прогнозите на ЕСО ЕАД**



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 България<sup>1</sup>.

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

Сценарий/година	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Интегриран план в областта на Енергетиката и Климата</b>	41 162	41 482	41 802	42 123	42 294	42 465	42 636	42 807	42 978	43 298
<b>Максимален сценарий</b>	39 460	39 520	39 670	39 810	39 950	40 090	40 210	40 340	40 450	40 560
<b>Минимален сценарий</b>	38 650	38 750	38 820	38 840	38 820	38 770	38 670	38 530	38 360	38 140

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

Този сценарий за брутното електропотребление без помпи, е с от 1700 до 2700 GWh над максималната прогноза на ЕСО ЕАД, тъй като стартира от по-високо потребление за 2022 година. Това предполага ръст от 6 % спрямо приведеното потребление за 2021 година на фона на тенденцията от последните години за лек спад и рязкото намаление през 2020 година, вследствие ограниченията от COVID-19. Въпреки това, съгласно насоките<sup>2</sup> 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 брутното електропотребление без помпи съвпада с тренда на референтния такъв за крайното електропотребление в страната на Европейската комисия за периода 2015-2025 г. Заложено е забавяне в прилагането на мерки за енергийна ефективност. Към 2031 година се очаква брутното потребление да достигне 40 560 GWh.

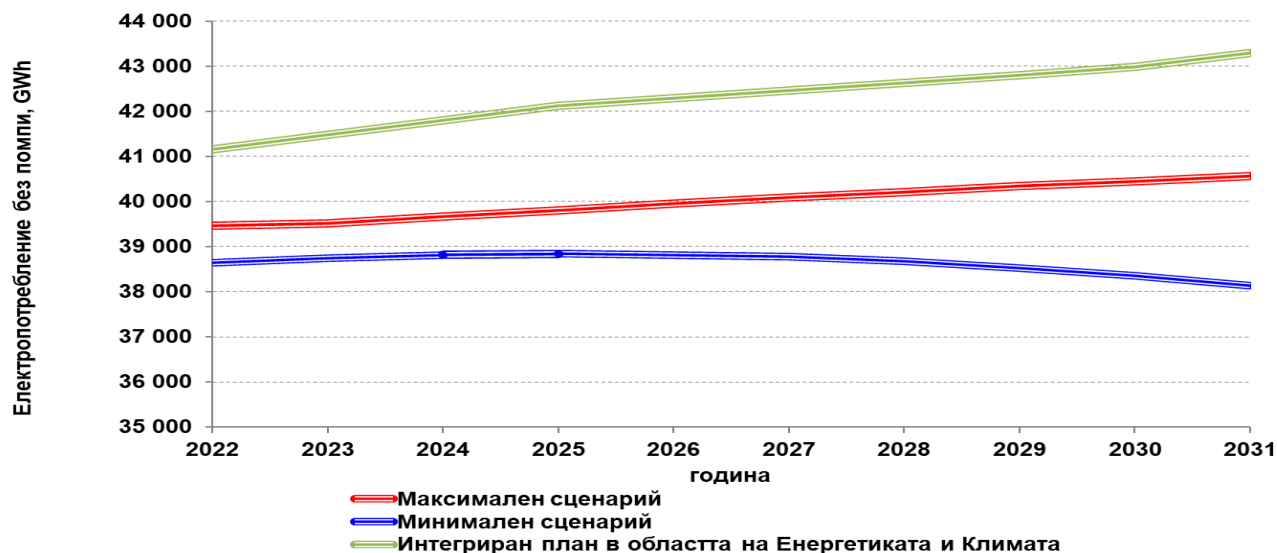
<sup>1</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/bg\\_final\\_necp\\_main\\_bg.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/bg_final_necp_main_bg.pdf)

<sup>2</sup> [https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2021/09/2021-10-TYNDP\\_2022\\_Draft\\_Scenario\\_Report.pdf](https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2021/09/2021-10-TYNDP_2022_Draft_Scenario_Report.pdf)

### 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 2031 година брутното електропотребление достига 38 140 GWh.

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



### **3. Анализ на производствените и акумулиращи мощности**

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България до 2031 г. се основава на заявените 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.

Към момента на изготвяне на настоящия план за развитие на електропреносната мрежа, Планът за възстановяване и устойчивост не е одобрен от Европейската комисия. Предвидените инвестиции в нови производствени и акумулиращи мощности в един одобрен план изисква последващо разработване на пътна карта за реализацията им, която да определи времева рамка, инсталирани мощности и конкретика в топологията им, която да е предпоставка за развитието на електропреносната мрежа. Също така, заложените инвестиции в нови производствени и акумулиращи мощности в един бъдещ одобрен от Европейската комисия План за възстановяване и устойчивост би следвало да се отразят и в предстоящата актуализация на „Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата“. При актуализацията на последния следва да се вземат в предвид и реално сключените договори за присъединяване на нови производствени и акумулиращи мощности. В тази връзка, при наличие на конкретика и съгласуваност между одобрен План за възстановяване и устойчивост и актуализиран Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата, всички инвестиции заложи в тях по отношение на нови производствени и акумулиращи мощности, ще бъдат отразени в следващия план за развитие на електропреносната мрежа.

Независимо от инвестиционните намерения на дружествата, същите са приведени в съответствие със заложените инсталирани мощности в актуалния към момента „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.

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

Вид ВЕИ	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Общо за периода до 2031 г.
ВяЕЦ, [MW]	43	144	4	4	25	25	25	25	25	25	343
ФЕЦ, [MWp]	634	397	597	656	367	355	370	355	355	355	4439
ВЕЦ, [MW]	38	0	0	0	0	0	0	0	4	4	46
БиоЕЦ, [MWe]	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	30
<b>ОБЩО:</b>	<b>717</b>	<b>544</b>	<b>604</b>	<b>663</b>	<b>395</b>	<b>382</b>	<b>397</b>	<b>382</b>	<b>386</b>	<b>386</b>	<b>4858</b>

**Таблица 3.2: Съществуващи ВЕИ към края на 2021 година, MW**

ВЕЦ (без помпи)	2 349
Вятърни ЕЦ	701
Фотоволтаични ЕЦ	1 173
Биомаса и биогаз	79

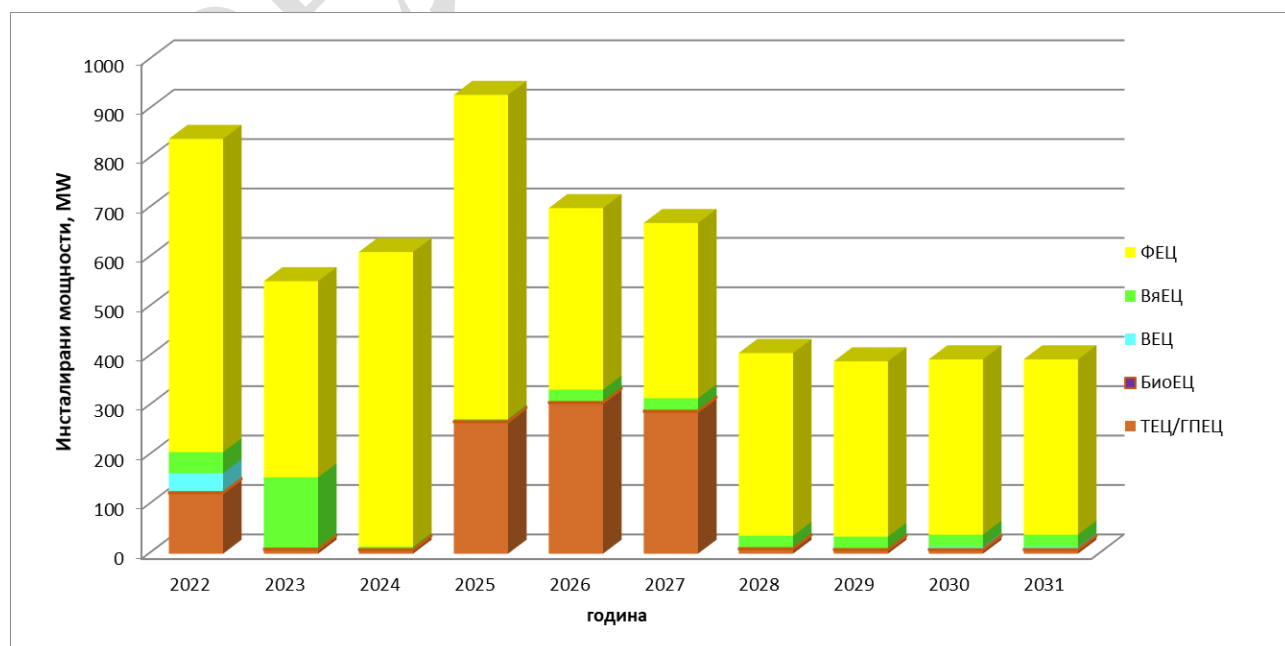
Заявените нови производствени мощности съгласно инвестиционните намерения, са обединени по основните видове централи в Таблица 3.3 и на Фигура 3.1.

**Таблица 3.3: Нови производствени мощности по видове източници, MW**

Вид/Година	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Общо
ТЕЦ и Ко-ген	122	8	7	266	304	287	9	7	7	7	1023
<b>ВЕИ, в т.ч.</b>	<b>717</b>	<b>544</b>	<b>604</b>	<b>663</b>	<b>395</b>	<b>382</b>	<b>397</b>	<b>382</b>	<b>386</b>	<b>386</b>	<b>4858</b>
ВЕЦ	38	0	0	0	0	0	0	0	4	4	46
ВяЕЦ	43	144	4	4	25	25	25	25	25	25	343
ФЕЦ	634	397	597	656	367	355	370	355	355	355	4439
БиоЕЦ	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	30
<b>Общо</b>	<b>839</b>	<b>552</b>	<b>610</b>	<b>929</b>	<b>699</b>	<b>669</b>	<b>406</b>	<b>389</b>	<b>393</b>	<b>393</b>	<b>5881</b>

За периода 2022-2031 г. съгласно инвестиционните намерения са планирани за изграждане общо 5881 MW нови мощности, 4858 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“, които ще бъдат взети за основа при разработването на настоящия план за развитие на електропреносната мрежа, независимо от изразените инвестиционни намерения. Съгласно актуалния към 2021 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. Дори и при стартиране на такъв проект през 2022 година, то въвеждане в експлоатация не се очаква преди 2032 година, 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 и акумулиращи мощности, съгласно „Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата“**

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
АЕЦ	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1 889
КЕЦ на Въглища	4127	3953	3779	3605	3431	3249	3066	2884	2701	2519	2 336
Централа на газ	1944	1979	2014	2049	2084	2162	2240	2318	2395	2474	2 494
Биомаса	114	149	184	219	253	263	273	282	292	302	345
ВЕЦ (Без ПАВЕЦ)	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2 508
ВяЕЦ	709	719	729	739	749	788	828	868	908	948	948
ФЕЦ	1191	1339	1488	1636	1785	2071	2357	2643	2930	3216	3 318
Батерии	0	0	0	10	30	50	70	100	140	180	240

Източник: Министерство на енергетиката

#### 4. Прогнозни брутни мощностни и енергийни баланси

За развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2031 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.

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

Централа/година	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
ОБЩО КЕЦ на въглища	3 203	3 023	2 842	2 842	2 689	2 520	2 352	2 194	2 194	2 194
ОБЩО КЕЦ на газ	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Топлофикационни централи	513	543	647	662	692	692	677	677	677	677
Заводски централи	213	213	218	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	1 238	1 453	1 475	1 465	1 469	1 447	1 430	1 434	1 425	1 460
Общо ВяЕЦ	325	325	335	335	355	340	385	385	395	412
Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общо Биомаса	80	85	90	95	100	105	110	115	120	120
<b>Общо Батерии (разряд)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>15</b>	<b>30</b>	<b>50</b>	<b>70</b>	<b>90</b>	<b>104</b>	<b>122</b>
Сумарна електрическа генерация	7 850	7 920	7 890	7 910	7 830	7 650	7 520	7 390	7 410	7 480
Максимален електрически товар	6 950	6 970	6 990	7 010	7 030	7 050	7 070	7 090	7 110	7 130
Възможен износ	900	950	900	900	800	600	450	300	300	350



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.

Прогнозираните брутни мощностни баланси при максимални и екстремални зимни товари, са посочени съответно в Таблици 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 изготвяне 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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
ОБЩО КЕЦ на въглища	3 203	3 023	2 842	2 842	2 689	2 520	2 352	2 194	2 194	2 194
ОБЩО КЕЦ на газ	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Топлофикационни централи	513	543	647	662	692	692	677	677	677	677
Заводски централи	213	213	218	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	1 488	1 664	1 645	1 645	1 659	1 647	1 640	1 654	1 654	1 651
Общо ВЯЕЦ	325	325	335	335	355	340	385	385	395	412
Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общо Биомаса	80	85	90	95	100	105	110	115	120	120
<b>Общо Батерии (разряд)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>15</b>	<b>30</b>	<b>50</b>	<b>70</b>	<b>90</b>	<b>104</b>	<b>122</b>
Сумарна електрическа генерация	8 100	8 130	8 060	8 090	8 020	7 850	7 730	7 610	7 639	7 670
Максимален електрически товар	7 400	7 430	7 460	7 490	7 520	7 550	7 580	7 610	7 640	7 670
Възможен износ	700	700	600	600	500	300	150	0	0	0

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

Централа/година	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
ОБЩО КЕЦ на въглища	1 526	1 526	1 374	1 374	1 374	1 206	1 037	1 037	1 037	1 037
ОБЩО КЕЦ на газ	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
Топлофикационни централи	242	247	252	262	272	272	272	272	272	272
Заводски централи	133	133	138	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	598	568	620	595	575	588	601	596	590	593
Общо ВЯЕЦ	135	135	135	145	155	165	175	185	190	195
Общо ФЕЦ	920	970	1 100	1 300	1 750	1 850	1 950	2 150	2 400	2 650
Общо Биомаса	80	85	90	95	100	105	110	115	120	120
<b>Общо Батерии (заряд)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-5</b>	<b>-15</b>	<b>-30</b>	<b>-50</b>	<b>-70</b>	<b>-90</b>	<b>-104</b>	<b>-122</b>
Сумарна електрическа генерация	5 850	5 880	5 920	6 110	6 550	6 490	6 430	6 620	6 860	7 100
Максимален електрически товар	4 950	4 980	5 020	5 060	5 100	5 140	5 180	5 220	5 260	5 300
Възможен износ	900	900	900	1 050	1 450	1 350	1 250	1 400	1 600	1 800

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 2021 г.**

Тип централа	Средногодишна използваемост
АЕЦ	94.1%
КЕЦ	48.6%
Топлофикационни ЕЦ	46.7%
Заводски ЕЦ	34.8%
ВЕЦ	18.2%
Фотоволтаични ЕЦ	14.4%
Вятърни ЕЦ	23.2%
Биомаса	44.1%

**Таблица 4.5: Прогнозен брутен електроенергиен баланс, MWh**

Балансов показател/година	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Общо КЕЦ на въглища	21 311 000	20 372 000	19 296 000	19 420 000	19 924 000	17 718 000	17 888 000	17 107 000	17 107 000	17 107 000
Общо КЕЦ на газ	1 319 000	1 319 000	1 323 000	1 319 000	1 319 000	1 319 000	1 323 000	1 319 000	1 319 000	1 319 000
АЕЦ "Козлодуй"	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	16 211 000
Общо Топлофикационни ЕЦ	2 715 000	2 735 000	2 755 000	2 775 000	2 795 000	2 815 000	2 835 000	2 855 000	2 875 000	2 895 000
Общо заводски ЕЦ	1 300 000	1 400 000	1 400 000	1 600 000	1 600 000	1 600 000	1 600 000	1 600 000	1 600 000	1 600 000
ВЕЦ на НЕК	2 200 000	2 200 000	2 200 000	2 200 000	2 200 000	2 200 000	2 200 000	2 200 000	2 200 000	2 200 000
ПАВЕЦ на НЕК	580 000	640 000	710 000	760 000	830 000	890 000	950 000	1 020 000	1 060 000	1 100 000
ВЕЦ извън НЕК	1 129 000	1 129 000	1 129 000	1 129 000	1 129 000	1 129 000	1 129 000	1 129 000	1 138 000	1 146 000
Други ВЕИ, в т.ч.:	4 163 000	4 979 000	5 774 000	6 647 000	7 185 000	7 708 000	8 250 000	8 772 000	9 295 000	9 818 000
ВяЕЦ	1 487 000	1 775 000	1 783 000	1 791 000	1 840 000	1 890 000	1 939 000	1 988 000	2 038 000	2 087 000
ФЕЦ	2 349 000	2 865 000	3 640 000	4 493 000	4 970 000	5 431 000	5 912 000	6 373 000	6 834 000	7 296 000
Биомаса	327 000	339 000	351 000	363 000	375 000	387 000	399 000	411 000	423 000	435 000
<b>Общо Батерии (разряд)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4 000</b>	<b>12 000</b>	<b>20 000</b>	<b>32 000</b>	<b>44 000</b>	<b>56 000</b>	<b>68 000</b>	<b>80 000</b>
<b>Брутна разполагаемост за производство</b>	<b>50 928 000</b>	<b>50 985 000</b>	<b>50 852 000</b>	<b>52 073 000</b>	<b>53 213 000</b>	<b>51 622 000</b>	<b>52 480 000</b>	<b>52 269 000</b>	<b>52 873 000</b>	<b>53 476 000</b>
<b>Прогнозирано брутно електропотребление</b>	<b>41 162 000</b>	<b>41 482 000</b>	<b>41 802 000</b>	<b>42 123 000</b>	<b>42 294 000</b>	<b>42 465 000</b>	<b>42 636 000</b>	<b>42 807 000</b>	<b>42 978 000</b>	<b>43 298 000</b>
<b>Помни ПАВЕЦ</b>	<b>830 000</b>	<b>920 000</b>	<b>1 010 000</b>	<b>1 090 000</b>	<b>1 180 000</b>	<b>1 270 000</b>	<b>1 360 000</b>	<b>1 450 000</b>	<b>1 510 000</b>	<b>1 570 000</b>
<b>Общо Батерии (заряд)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5 000</b>	<b>15 000</b>	<b>25 000</b>	<b>40 000</b>	<b>55 000</b>	<b>70 000</b>	<b>85 000</b>	<b>100 000</b>
<b>Остатъчна брутна разполагаемост за производство</b>	<b>8 936 000</b>	<b>8 583 000</b>	<b>8 035 000</b>	<b>8 845 000</b>	<b>9 714 000</b>	<b>7 847 000</b>	<b>8 429 000</b>	<b>7 942 000</b>	<b>8 300 000</b>	<b>8 508 000</b>

В страната ще има остатъчна разполагаемост за производство от 7 800 000 до 9 700 000 MWh годишно. Трябва да се има предвид, че това се дължи основно на поэтапното въвеждане в експлоатация на заложените 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 във ВЕЦ и КЕЦ и завишена аварийност при електропроизводствените мощности, какъвто бе 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 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 българският оператор на преносна мрежа ще има възможност да активира балансиращи мощности от други пазарни зони в условията на недостиг в страната. Като първа

стъпка в тази посока в средата на 2021 година ЕСО ЕАД се присъедини към платформата FSCAR, която замени съществуващото дотогава натурално компенсирание на нежеланите отклонения, чрез разплащането им по цени от националните балансиращи пазари според посоката на отклонение на честотата.

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 приемлив за кондензационни централи баланс между цени на обединените електроенергийни борси и цени на въглеродните емисии. 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. Освен технически проблем, ще се създадат и финансови проблеми за местните кондензационни централи от нереализирана разполагаемост за производство.

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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
ВЕИ, в т.ч.:	3 329 000	3 329 000	3 329 000	3 329 000	3 329 000	3 329 000	3 329 000	3 329 000	3 338 000	3 346 000
ПАВЕЦ	580 000	640 000	710 000	760 000	830 000	890 000	950 000	1 020 000	1 060 000	1 100 000
ВяЕЦ	1 487 000	1 775 000	1 783 000	1 791 000	1 840 000	1 890 000	1 939 000	1 988 000	2 038 000	2 087 000
ФЕЦ	2 349 000	2 865 000	3 640 000	4 493 000	4 970 000	5 431 000	5 912 000	6 373 000	6 834 000	7 296 000
Биомаса	327 000	339 000	351 000	363 000	375 000	387 000	399 000	411 000	423 000	435 000
Общо ВЕИ (без ПАВЕЦ)	6 912 000	7 668 000	8 393 000	9 216 000	9 684 000	10 147 000	10 629 000	11 081 000	11 573 000	12 064 000
Прогнозирано бруто електропотребление	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	43 298 000
Дял на ВЕИ, %	16.79%	18.49%	20.08%	21.88%	22.90%	23.89%	24.93%	25.89%	26.93%	27.86%

При приетото развитие на производството от ВЕИ се предвижда към 2031 г., то да се доближи до 30% от прогнозираното бруто електропотребление в страната. Трябва да се има предвид, че при реализиране на електропотребление близко до минималния вариант (Таблица 2.1), дялът на ВЕИ в крайното бруто 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 през пролетта. С ускореното навлизане на ВЕИ и

липса на значителен 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.

## **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 денонощния ходограф на товара с изключение на 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 2031 година проектираните ВяЕЦ и ФЕЦ са нерегулируеми при обща инсталирана мощност над 6500 MW, балансиращата способност 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 (реализирано);
- присъединяване към платформата за компенсиране на нежеланите отклонения FSCAR (реализирано);
- 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 газта и диверсификацията на енергийните източници;
- повишаване на регулиращите възможности на ПАВЕЦ "Чаира", чрез завършване изграждането на язовир "Яденица";
- изграждане на 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.

## 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 2021г. В групата са представени системните оператори на страните от Балканския полуостров, Унгария, Италия и Кипър. Турският системен оператор е със статут на наблюдател в групата. (фиг. 6.1).



Фиг. 6.1 Членове на работна група „Югоизточна Европа“

Регионалният инвестиционен план 2021 ще бъде част от новия десетгодишен план на ENTSO-е 2022.

Резултатите от пазарните изчисления, извършени въз основа на прогнозата на всеки системен оператор за развитие на производството и потреблението на електрическа енергия, очертават основните направления на пренос на електроенергия в югоизточна Европа и възможните „тесни места“ в мрежата. Прогнозите на турския оператор за 2030 и 2040 година 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 би довело 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".

#### Мрежа 400kV

Мрежа 400kV е гръбнакът 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) – изграден на българска територия, като предстои изграждането на гръцката част;
- п/ст „Пловдив“ – п/ст „Марица изток“ – в завършваща фаза на изграждане.

През 2020-2021г. бяха въведени в експлоатация нови електропроводи 400kV по направленията п/ст „Марица изток“ – п/ст „Бургас“, п/ст „Марица изток“ – ОРУ ТЕЦ МИЗ и п/ст „Бургас“ – п/ст „Варна“.

След 2034г. 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 2031г. е 7670MW. 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 7130MW 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, които се очаква да бъдат реализирани в следващите десет години.

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 7130MW е покрит от генерациите, описани в табл. 4.1. Загубите от пренос и трансформация в



ЕЕС са около 142MW, или 2,02% от сумарната нетна генерация, като в тях не са включени загубите в подстанциите 110kV/Ср.Н. Собствените нужди на централите са 457MW.

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 <sub>max</sub> , kV	п/ст	U <sub>min</sub> , kV	п/ст
110	120.2	Маджарово	110.0	Силистра
220	235.9	БПС, АЕЦ Козлодуй	216.5	Образцов чифлик
400	412.3	Благоевград	406.2	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 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 709MW. Очакваният поток от 400kV към 110kV е 2090MW.

#### Мрежа 220kV

Най-натоварен на ниво 220kV е ЕП „Верея“ (ОРУ МИ2 – п/ст Стара Загора) – 59%. Към мрежа 110kV се трансформират 2485MW.

#### Мрежа 110kV

Мрежата 110kV работи преобладаващо в затворен пръстен, с някои изключения на реперирани, 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 6505MW. Около 32% 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, %
220/110	МИ2	1	200	82
220/110	Стара Загора	1	200	66
220/110	Пловдив	2	400	64
400/110	Царевец	2	500	60
220/110	Мадара	2	400	59
400/110	Пловдив	2	700	58
400/110	Бургас	2	700	53

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 максимален зимен режим на работа на преносната мрежа, при екстремален товар от 7670MW, 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 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 2031г. гарантира 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 - МИЗ	МИЗ - МИ 1	МИЗ - 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	-64	-10	29	9	9	-6	-6	-6	-8	-8	-6		6	6	7																						
София запад - Металургична	10	x	-5	36	19	19	-11	-11	-11					10	10	12																						
Столник - Златица	-32	-36	x	-21	14	14																																
Мизия - Столник	61	59	-14	x			21	20	20					-21	-21	-24																						
Соф. запад - Ч. могила 1					x	80	-5	-5	-5	8	8	6																										
Соф. запад - Ч. могила 2					5	x	80	-5	-5	8	8	6																										
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 1	-13	-20					x	27	27					8	8	9																						
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 2	-12	-19						x	27					8	8	9																						
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 3	-12	-19							x					8	8	9																						
Ч. могила - Бобов дол 1	-8	-7								x	56	6	-7																									
Ч. могила - Бобов дол 2	-8	-7									x	56	6	-7																								
Ч. могила - Ветрен	-9	-14	-14									x	55																									
Ветрен - Благоевград	-6	-6	-9										x																									
Мизия - АЕЦ Козлодуй 1	7	9					5	5	5					x	32	36																						
Мизия - АЕЦ Козлодуй 2	7	9					5	5	5						x	36																						
Мизия - АЕЦ Козлодуй 3	8	10					6	5	5							x																						
Варна - Царевец																																						
Пловдив - Царевец																																						
Варна - Бургас 1																																						
Варна - Бургас 2																																						
Варна - Добруджа 1																																						
Варна - Добруджа 2																																						
МИ2 - Бургас																																						
МИ2 - МИЗ																																						
МИЗ - МИ 1																																						
МИЗ - МИ 2																																						
МИ - Пловдив 1																																						
МИ - Пловдив 2																																						
Пловдив - Ветрен	19	24	29				-25	-25	-8	-7	-7			58	37	4	4	5																				
МИ - Бургас																																						
Пловдив - Златица	46	44	87	21	-11	-11								24	13																							
Мизия - Царевец																																						
Бобов дол - Благоевград 1	-24	-15																																				
Бобов дол - Благоевград 2	-24	-15																																				

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 2031г. е около 1110MW.

В ТЕЦ "Варна", блокове 4, 5 и 6 бяха реконструирани за работа на природен газ. В дългосрочен план, има заявени инвестиционни намерения за изграждане на нова комбинирана паро-газова централа (ССРР) с два блока (194MW+87MW), на мястото на съществуващите блокове 1, 2 и 3. При планирания баланс на генериращите мощности, ТЕЦ „Варна“ работи с 1 машина, с обща мощност от 210MW.

ТЕЦ „Русе“ работи с един топлофикационен агрегат 30MW, а ТЕЦ „Девен“ работи с три агрегата (общо 30MW).

### 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 работи по 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". Предвижда се инсталиране на трети трансформатор 110/20kV в п/ст „Шабла“. Предвижда се и удвояване на ЕП 110kV „Орляк“ (п-ст Добруджа – п/ст Вълчи дол).

Отпадането на АТ 220/110kV в ОРУ на ТЕЦ „Варна“ 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. Предвиден за монтаж е нов шунтирац реактор 50MVA<sub>g</sub>, за по-плавно регулиране на напреженията в минимални режими.

В дългосрочен план е необходима реконструкция с проводници АСО 400 на двойния ЕП 110kV „Лебед/Бриз“ между п/ст „Варна запад“ и п/ст „Варна изток“.

Поради заявени значителни генериращи мощности от ВЯЕЦ и ФЕЦ в района Варна – Добрич, в дългосрочен план се предвижда да се изгради нов пръстен 400kV: нова подстанция 400/110kV в района на Крушари – нова подстанция 400/110kV в района на Генерал Тошево – нова подстанция 400/110kV южно от Добрич – съществуваща подстанция 400/220kV Варна. В съответствие с Наредба №6 и Наредба №1, цената за присъединяване на новите паркови модули ще се формира на база действителните разходи на оператора, пропорционално на заявената мощност. Съоръженията високо напрежение ще бъдат проектирани и изградени от ЕСО. Изграждането на новия пръстен 400kV в североизточната част на страната ще бъде включено в следващия 10-годишен план на ЕСО, след подписване на съответните договори с инвеститорите.

### Район Русе

Очакваният товар на район Русе е около 175MW, 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 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 дългосрочен план се предвижда, реконструкция на п/ст "Образцов чифлик" като 400/110kV и реконструкция на ЕП 220kV „Стрелец“ и „Тича“ на 400kV.

### ТДУ „СЕВЕР“

Очакваният товар за района на ТДУ „Север“, за максимален зимен режим е около 935MW. Основният захранващ източник в района е АЕЦ „Козлодуй“. С локално значение са: ТЕЦ „Плевен“ и каскада „Петрохан“. ТЕЦ „Свищов“ е изведен от експлоатация. Няма претоварени елементи в изходна схема, напреженията са в допустимите граници.

Товарът на ТДУ „Север“, се захранва основно чрез пръстен 220kV от трансформаторите 400/220kV в ОРУ на АЕЦ „Козлодуй“ (2АТ) и п/ст „Мизия“ (АТ401). Автотрансформатор АТ401 в п/ст „Мизия“ е подменен с нов от ЕСО през 2009г., а 2АТ в ОРУ на АЕЦ „Козлодуй“ е на около 43г. и е към края на своя експлоатационен ресурс. Трите шунтови реактора по 50MVA<sub>g</sub> към третичната намотка на 2АТ в ОРУ на АЕЦ „Козлодуй“ са също на около 43г.

### Район Видин

Товарът в район Видин е около 58MW. Той се захранва по електропроводите 110kV „Цибър” (АЕЦ "Козлодуй" - п/ст "Брусарци") и двойния „Златия”/”Огоста” (п/ст "Бойчиновци" - п/ст "Брусарци"). При максимални режими и липса на генерация в ТЕЦ „Видин”, изключването на двойния ЕП „Златия”/”Огоста” води до напрежения под 98kV.

### 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 1981MW. Основните генериращи мощности на територията на ТДУ "Запад" са:

- топлофикационните ТЕЦ „София”, ТЕЦ „София изток” и ТЕЦ „Република”;
- ВЕЦ от каскада „Белмекен – Сестримо – Момина клисура“;
- ПАВЕЦ „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 1638MW. 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 400/110kV, 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 перспектива се предвижда изграждане на нова п/ст 110/20kV в Чепинци и нова уредба 20kV на площадката на п/ст „Казичене“. Тези нови обекти ще бъдат включени в следващ 10-годишен план на ЕСО, след подписване на съответните договори с ЧЕЗ Разпределение България АД.

Проблемна част на мрежата в столицата е пръстен 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 захранване консуматори в югозападната част на гр. София. В изчислителния модел, при товар на ЕЕС 7670MW, претоварването на ЕП „Мошино“ достига 126%, на ЕП „Панорама“ – 106%. Тази част на града е с 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“ (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 (630MVA). 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 341MW. 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 2484MW. 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 400/110kV, 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“, но има известни затруднения, защото и двата обекта са собственост на НЕК.

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“.

В дългосрочен план се планира изграждане на нова п/ст 110/20kV „Марица“ (до стадион Пловдив). Този нов обект ще бъде включен в следващ 10-годишен план на ЕСО, след подписване на договор с „Електроразпределение Юг“ ЕАД.

#### Район Бургас

В п/ст „Бургас“ липсва необходимата трансформаторна мощност. Двата АТ 400/110kV се натоварват 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 400/110kV, с мощност 250MVA в п/ст „Бургас“, да бъдат заместени с нови, с мощност 350MVA.

Работи се по изграждането на нова п/ст 110/20kV „Обзор“.

Планирано е изграждане на нова п/ст 110/20kV „Поморие“.

В дългосрочен план се планира изграждане на уредба 110kV в п/ст „Бургас Център“ и нова п/ст 110/20kV „Бургас запад“. Този обекти ще бъде включени в следващи 10-годишен планове на ЕСО, след подписване на съответните договори с „Електроразпределение Юг“ ЕАД.

#### Район Стара Загора

Изгражда се нов междусистемен ЕП 400kV от п/ст "Марица изток" до п/ст "Nea Santa" (Greece), който от българска страна е завършен. По данни, предоставени от гръцкия оператор, се очаква електропроводът да бъде въведен в експлоатация след средата на 2022г. 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.

## Район Хасково, район Ямбол

Поради заявени значителни генериращи мощности от ФЕЦ в района Хасково – Любимец - Тенево, в дългосрочен план се предвижда да се изгради нов пръстен 400kV: реконструкция на п/ст Узунджово като подстанция 400/110kV – нова подстанция 400/110kV в района на Любимец – нова подстанция 400/110kV в района на Тенево. В съответствие с Наредба №6 и Наредба №1, цената за присъединяване на новите паркови модули ще се формира на база действителните разходи на оператора, пропорционално на заявената мощност. Съоръженията високо напрежение ще бъдат проектирани и изградени от ЕСО. Изграждането на новия пръстен 400kV в югоизточната част на страната ще бъде включено в следващия 10-годишен план на ЕСО, след подписване на съответните договори с инвеститорите.

## Район Смолян

В дългосрочен план се планира изграждане на нова п/ст 110/20kV „Баните“. Този нов обект ще бъде включен в следващ 10-годишен план на ЕСО, след подписване на договор с „Електроразпределение Юг“ ЕАД.

## **7. Нива на токовете на къси съединения в максимален режим за началото и края на плановия период**

Изследвани са стойностите на токовете на къси съединения (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 <sub>n</sub> [kV]	2022 г.		2031 г.	
		I <sup>3</sup> [kA]	I <sup>1</sup> [kA]	I <sup>3</sup> [kA]	I <sup>1</sup> [kA]
АЕЦ „КОЗЛОДУЙ“	110	16.86	19.52	17.19	19.84
	220	21.99	24.51	22.29	24.78
	400	32.23	34.66	32.80	35.10
П/ст „АЛЕКО“	110	27.29	26.85	27.90	27.28
	220	19.68	16.56	19.95	16.72
П/ст „АРПЕЗОС“	110	11.71	9.09	11.63	9.06
П/ст „БАЛКАН“	110	17.06	18.04	17.36	18.28
	220	10.55	9.62	10.68	9.71
П/ст „БАЛЧИК“	110	8.33	5.94	10.19	6.53
П/ст „БАНСКО“	110	9.89	7.50	10.97	8.00
П/ст „БЛАГОЕВГРАД“	110	19.50	21.71	21.50	23.88
	400	15.54	10.64	19.19	14.26
П/ст „БОЙЧИНОВЦИ“	110	14.27	15.63	14.65	15.96
	220	9.63	8.90	9.77	9.00
П/ст „БОНОНИЯ“	110	4.38	4.30	4.40	4.40
П/ст „БРУСАРЦИ“	110	7.49	6.23	7.62	6.33
П/ст „БУРГАС“	110	20.83	23.30	24.12	27.46

	400	16.04	12.75	15.56	13.34
П/ст „ВАРНА“	220	15.71	18.65	20.08	24.57
	400	17.57	14.98	18.13	15.96
В/ст „ВЕТРЕН“	400	14.76	13.19	18.72	16.24
ПАВЕЦ „БЕЛМЕКЕН“	220	10.68	10.29	10.89	10.45
ВЕЦ „ВЪЧА I“	110	12.28	10.97	14.97	12.95
ВЕЦ „ДЕВИН“	110	11.23	12.11	13.03	13.57
	220	7.09	6.69	7.39	6.89
ВЕЦ „ИВАЙЛОВГРАД“	110	7.33	5.75	7.37	5.78
ВЕЦ „КЪРДЖАЛИ“	110	10.32	8.14	10.32	8.15
ВЕЦ „МОМИНА КЛИСУРА“	110	12.89	8.82	13.03	8.87
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	8.23	11.48	8.21
ВЕЦ „ТЕШЕЛ“	220	6.32	5.87	6.53	6.00
ПАВЕЦ „ЧАИРА“	400	12.77	11.44	15.45	13.29
П/ст „ГОРНА ОРЯХОВИЦА“	110	23.14	23.88	24.81	25.38
	220	16.92	14.38	17.34	15.01
П/ст „Г. ТОШЕВО“	110	5.36	3.29	11.44	5.43
П/ст „ГЪЛЪБОВО“	110	19.28	14.81	19.01	14.71
П/ст „ДОБРИЧ“	110	12.20	5.82	17.48	9.74
П/ст „ДОБРУДЖА“	110	39.30	43.74	39.44	43.53
	220	16.82	17.65	20.47	21.29
	400	16.90	14.38	17.31	14.99
П/ст „ЕЛХОВО“	110	7.79	4.94	7.85	4.98
П/ст „ЗЛАТИЦА“	110	24.35	28.93	25.62	30.23
	400	13.30	10.81	13.97	11.41
П/ст „К. ГАНЧЕВ“	110	16.23	12.79	16.76	13.03
П/ст „КАВАРНА“	110	12.33	10.45	17.66	13.31
П/ст „КАЗИЧЕНЕ“	110А	34.78	33.85	33.14	32.95
	220	26.51	22.55	28.89	25.46
П/ст „КАРНОБАТ“	110	14.03	13.03	14.67	13.42
	220	8.10	6.42	8.23	6.49
П/ст „КУРИЛО“	110	26.17	20.79	40.02	30.13
П/ст „ЛАУТА“	110	23.42	16.66	25.14	17.42
П/ст „МАДАРА“	110	15.66	17.15	17.01	18.28
	220	11.63	10.67	12.90	11.45
П/ст „МЕЗДРА“	110	15.04	9.13	17.24	10.59
П/ст „МЕТАЛУРГИЧНА“	110	26.36	30.15	36.41	38.98
	400	21.03	18.68	22.05	19.37
П/ст „МАРИЦА ИЗТОК“	110	34.46	35.96	33.59	35.40
	220	38.03	37.28	37.19	37.08
	400	27.62	26.03	31.48	29.33
П/ст „МИЗИЯ“	110	22.69	24.56	23.07	25.02



	220	23.00	24.07	23.39	24.93
	400	23.18	19.84	23.87	20.10
П/ст „МОДЕРНО ПРЕДГРАДИЕ“	110	21.54	14.52	26.83	21.27
П/ст „ОБРАЗЦОВ ЧИФЛИК“	110	13.71	15.43	15.01	16.82
	220	6.28	6.18	8.16	7.72
П/ст „ПЛЕВЕН 1“	110	19.87	21.09	21.17	22.21
	220	13.82	12.27	14.10	12.49
П/ст „ПЛОВДИВ“	110	32.65	35.38	36.33	39.53
	220	14.27	11.83	14.35	11.95
	400	16.01	12.85	23.23	18.55
П/ст „ПОБЕДА“	110	12.46	8.94	13.46	9.42
П/ст „РАЗГРАД“	110	8.82	6.57	9.82	7.08
П/ст „СЕПТЕМВРИЙЦИ“	110	17.67	10.44	17.96	10.52
П/ст „СТАРА ЗАГОРА“	110	19.17	17.38	19.42	17.54
	220	8.64	6.83	8.46	6.77
П/ст „СТОЛНИК“	110	27.91	29.62	29.53	30.86
	220	27.61	27.90	28.72	28.85
	400	21.43	19.53	22.28	20.14
П/ст „СОФИЯ ЗАПАД“	110	24.90	27.08	29.36	30.79
	400	28.84	22.77	29.72	23.44
П/ст „СОФИЯ ЮГ“	110	27.78	27.42	33.51	33.93
	220	21.45	17.48	23.76	20.65
П/ст „ТВЪРДИЦА“	110	12.19	12.17	12.18	12.19
	220	10.67	8.32	10.50	8.29
ТЕЦ „БОБОВ ДОЛ“	110	22.75	24.41	20.63	19.72
	220	17.53	17.71	23.15	22.84
	400	-	-	22.38	17.21
ТЕЦ „ВАРНА“	110	35.21	33.23	33.21	32.74
	220	13.41	12.26	16.43	16.25
ТЕЦ „МАРИЦА 3“	110	19.36	15.54	16.52	14.29
ТЕЦ „МАРИЦА ИЗТОК 2“	110	19.45	20.73	19.95	21.62
	220	35.20	26.86	29.96	25.55
	400	16.36	14.46	17.09	14.96
ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 3“	220	38.47	36.03	37.80	35.92
	400	27.74	25.53	30.60	27.75
ТЕЦ „ПЛОВДИВ“	110	21.05	15.23	22.34	15.75
ТЕЦ СОФИЯ	110	20.58	20.13	27.50	24.72
	220	11.59	9.14	12.12	9.43
ТЕЦ СОФИЯ ИЗТОК	110	28.18	24.42	33.84	27.24
П/ст „УЗУНДЖОВО“	110	12.35	11.81	11.97	11.58
	220	8.17	6.39	8.06	6.35
П/ст „ФИЛИПОВО“	110	20.82	14.51	22.09	14.99
П/ст „ХРИСТО БОТЕВ“	110	28.28	24.38	31.09	26.24
П/ст „ХРИСТО СМИРНЕНСКИ“	110	24.74	18.77	27.21	19.94

П/ст „ЦАРЕВЕЦ“	110	22.73	24.29	24.55	26.19
	400	9.59	7.56	13.36	10.14
П/ст „ЧЕРВЕН БРЯГ“	110	17.29	13.84	18.30	14.60
П/ст „ЧЕРВЕНА МОГИЛА“	110	27.59	29.24	28.05	29.76
	400	24.85	18.42	26.61	20.46
П/ст „ЧУДОМИР“	110	15.81	15.22	15.83	15.23
	220	8.47	7.19	8.50	7.21
П/ст „ШАБЛА“	110	10.71	7.68	15.42	9.97
П/ст „ЯМБОЛ“	110	11.95	8.64	12.14	8.75

Моделът на ЕЕС, използван за изчисление на токовете на късо съединение за 2022 година, отразява съществуващото състояние на ЕЕС при абсолютен максимален режим на товарите и генериращите мощности към датата на изготвяне на документа.

Моделът на ЕЕС, използван за изчисление на токовете на късо съединение за 2031 година, отразява перспективното развитие на ЕЕС, описано в точки 3, 4 и 6, при абсолютен максимален режим на товарите и генериращите мощности.

Стойностите на т.к.с. в таблица 7.1. са изчислени съгласно стандарт IEC 60909.

## 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  $6\div 9$  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 запазва 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.

Обулавящият фактор за по-интензивно развитие на телекомуникационната инфраструктура за периода 2022-2031г., 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 електропроекти 400kV и големите производствени мощности от системно значение.

## 8.2 Развитие на АСДУ

Развитието на автоматизираната система за диспечерско управление (АСДУ) е свързано с модернизация на изградените SCADA/EMS, телемеханични, телекомуникационни и захранващи системи и с изграждане на нови такива, 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 все още се очаква, 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-e и към обектите от ЕЕС. Развитието на телекомуникационните системи ще осигурява резервирани комуникационни линии с обекти, които ще се управляват от опорни пунктове.

<b>МОДЕРНИЗАЦИЯ И РАЗШИРЕНИЕ НА АСДУ</b>
<b>АСДУ - общи</b>
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 охранителни системи и модернизация на пожарогасителни инсталации на обекти на ЦДУ и ТДУ
<b>АСДУ-ТК</b>
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
<b>АСДУ-ТМ</b>
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
<b>АСДУ- РЕЗЕРВНО ЗАХРАНВАНЕ</b>
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване 380/220VAC - инвертори, UPS-и, дизел-генератори, АВР-и
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - токоизправители 48VDC и батерии към тях, конвертори 220/48VDC
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - токоизправители 220VDC и батерии към тях
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - захранващи табла

## 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 във всеки от обектите на ЕЕС на 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 2031г 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 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.

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 подпроект към този проект е „Осъществяване на система за автоматизирано управление на подстанции (САУП)“.

## **10. Развитие на релейните защиты**

### **10.1. 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.

### **10.2. 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 да завърши до края на 2028 г.

**11. Оценка на необходимите инвестиции за реализация на предложения план**

Година	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Разходи, хил. лв.	180051	200079	200537	190824	187109	185075	177460	175010	176750	175865

ПРЕДЛОЖЕНИЕ

## 12. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Към настоящия момент се счита, че до 2031 г., брутното електропотребление в страната няма да надвиши **43 298 GWh**.
2. Очакваният абсолютен максимален електрически товар на България през 2031 г. е **7670 MW**, а максималния товар за среден работен ден е **7130 MW**.
3. Делът на енергията от ВЕИ, от брутното електропотребление през 2031 г. се очаква да се доближи до 30%. 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 2022-2031 г., 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
<b>Електроразпределителни дружества</b>		
"Електроразпределение Юг" ЕАД	ЕСО-9809/6.12.2021	ЕСО-9809#1/18.12.2022
"Електроразпределение Север" АД	ЕСО-9807/6.12.2021	ЕСО-9807#1/12.01.2022
"ЧЕЗ Разпределение България" АД	ЕСО-9805/6.12.2021	
"Електроразпределение Златни Пясъци" АД	ЕСО-9812/6.12.2021	ЕСО-9812#1/23.12.2021
<b>НЕК ЕАД</b>		
	ЕСО-9779/6.12.2021	ЕСО-9779#1/14.01.2022
<b>"АЕЦ Козлодуй" ЕАД</b>		
	ЕСО-9778/6.12.2021	ЕСО-9778#1/23.12.2021
<b>Кондензационни централи</b>		
"Ей и Ес -ЗС Марица Изток 1" ЕООД	ЕСО-9814/6.12.2021	
"ТЕЦ Марица Изток 2" ЕАД	ЕСО-9815/6.12.2021	ЕСО-9815#1/19.01.2022
"КонтурГлобал Марица Изток 3" АД	ЕСО-9816/6.12.2021	ЕСО-9816#1/17.12.2021
"ТЕЦ Бобов дол" АД	ЕСО-9777/6.12.2021	
"ТЕЦ Марица 3" АД	ЕСО-9775/6.12.2021	
"Топлофикация Русе" АД	ЕСО-9817/6.12.2021	ЕСО-9817#1/25.01.2022
"ТЕЦ Варна" ЕАД	ЕСО-9776/6.12.2021	ЕСО-9776#1/10.01.2022
<b>Топлофикационни централи</b>		
"Топлофикация - Плевен" ЕАД	ЕСО-9806/6.12.2021	ЕСО-9806#1/10.01.2022
"Топлофикация Бургас" АД	ЕСО-9793/6.12.2021	ЕСО-9793#1/19.01.2022
"Воелия Енерджи Варна" ЕАД	ЕСО-9796/6.12.2021	ЕСО-9796#1/14.12.2021
"Топлофикация Враца" ЕАД	ЕСО-9802/6.12.2021	
"Топлофикация София" ЕАД	ЕСО-9791/6.12.2021	ЕСО-9797#1/12.01.2022
"Топлофикация - Перник" АД	ЕСО-9810/6.12.2021	ЕСО-9810#1/14.01.2022
"Топлофикация Разград" ЕАД	ЕСО-9787/6.12.2021	ЕСО-9787#1/20.01.2022
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	ЕСО-9808/6.12.2021	
"Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов" ЕАД	ЕСО-9788/6.12.2021	ЕСО-9788#1/12.01.2022
"Топлофикация Велико Търново" АД	ЕСО-9799/6.12.2021	
"Топлофикация - Габрово" ЕАД	ЕСО-9804/6.12.2021	
<b>Заводски централи</b>		
"Брикел" ЕАД	ЕСО-9780/6.12.2021	
"Биовет" АД	ЕСО-9781/6.12.2021	
"Неохим" АД	ЕСО-9811/6.12.2021	ЕСО-9811#1/04.01.2022
"Когрийн" ООД	ЕСО-9800/6.12.2021	
"Лукойл Нефтохим Бургас" АД	ЕСО-9801/6.12.2021	ЕСО-9801#1/19.01.2022
"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД	ЕСО-9797/6.12.2021	ЕСО-9797#1/17.01.2022
"Аурубис България" АД	ЕСО-9782/6.12.2021	ЕСО-9782#1/13.12.2021
"Солвей Соди" АД	ЕСО-9794/6.12.2021	
"Топлофикация Петрич" ЕАД		
<b>ВяЕЦ</b>		
"Еолика България" ЕАД	ЕСО-9803/6.12.2021	
<b>ВЕЦ</b>		
"Енерго-Про България" ЕАД	ЕСО-9790/6.12.2021	ЕСО-10533/29.12.2021
<b>Асоциации, Министерства</b>		
Министерство на финансите	ЕСО-9798/6.12.2021	ЕСО-9798#1/14.01.2022
Агенция за устойчиво енергийно развитие	ЕСО-9789/6.12.2021	ЕСО-9789#1/13.01.2022
Съюз на производителите на екологична енергия-BG	ЕСО-9792/6.12.2021	
Асоциация на производителите на екологична енергия	ЕСО-9785/6.12.2021	
Българска фотоволтаична асоциация	ЕСО-9795/6.12.2021	
АЕЦ Козлодуй - нови мощности	ЕСО-9784/6.12.2021	ЕСО-9784#1/17.01.2022

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