

**План**  
**за развитие на преносната**  
**електрическа мрежа на България за**  
**периода 2023-2032 г.**

СОФИЯ, 2023

## СЪДЪРЖАНИЕ

<b>1. ВЪВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>2</b>
<b>2. АНАЛИЗ И ПРОГНОЗА ЗА РАЗВИТИЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ...3</b>	<b>3</b>
<b>3. АНАЛИЗ НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....</b>	<b>5</b>
<b>4. ПРОГНОЗНИ БРУТНИ МОЩНОСТНИ И ЕНЕРГИЙНИ БАЛАНСИ .....</b>	<b>7</b>
4.1. РЕФЕРЕНТЕН СЦЕНАРИЙ .....	7
4.2. ДОПЪЛНИТЕЛНИ СЦЕНАРИИ .....	10
<b>5. ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА УПРАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ НА МАНЕВРНОСТТА НА     ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ .....</b>	<b>12</b>
5.1. БАЗОВИ МОЩНОСТИ .....	12
5.2. МОЩНОСТИ С ПРИОРИТЕТНО ПРОИЗВОДСТВО .....	12
5.3. БАЛАНСИРАЩИ И РЕЗЕРВИРАЩИ МОЩНОСТИ .....	13
<b>6. РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....</b>	<b>14</b>
6.1. ПЛАНИРАНЕ НА РАЗВИТИЕТО НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА .....	14
6.2. ПРИНЦИПИ ПРИ ИЗСЛЕДВАНЕ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО И НИВАТА НА НАПРЕЖЕНИЯТА.....	16
6.3. ИЗХОДНИ ДАННИ ЗА ПОДГОТОВКА НА ИЗЧИСЛИТЕЛНИТЕ МОДЕЛИ .....	17
6.4. АНАЛИЗ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО В ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА.....	17
6.5. ВЛИЯНИЕ НА ВЕИ ВЪРХУ СИГУРНОСТТА И УПРАВЛЕНИЕТО НА БЕС .....	23
6.6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ОТ ЕРП, ЗА РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА ПО РАЙОНИ .....	25
<b>7. НИВА НА ТОКОВЕТЕ НА КЪСИ СЪЕДИНЕНИЯ В МАКСИМАЛЕН РЕЖИМ ЗА НАЧАЛОТО И     КРАЯ НА ПЛАНОВИЯ ПЕРИОД.....</b>	<b>28</b>
<b>8. РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА И НА АСДУ.....</b>	<b>31</b>
8.1. РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА .....	31
8.2. РАЗВИТИЕ НА АСДУ .....	31
<b>9. РАЗВИТИЕ НА РЕЛЕЙНИТЕ ЗАЩИТИ .....</b>	<b>32</b>
9.1. ПОДМЯНА НА РЕЛЕЙНИ ЗАЩИТИ В МРЕЖА 110кV .....	32
9.2. ПОДМЯНА НА ЦИФРОВИ РЕЛЕЙНИ ЗАЩИТИ В СИСТЕМА 400кV И 220кV .....	32
<b>10. ОЦЕНКА НА НЕОБХОДИМИТЕ ИНВЕСТИЦИИ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПЛАН ..33</b>	<b>33</b>
<b>11. ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>34</b>
<b>12. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....</b>	<b>35</b>

## 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 мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия (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 2023 – 2032 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 2032 г.;
- анализ на производствените мощности в ЕЕС на България, включително от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ);
- прогнозни мощностни и електроенергийни баланси на ЕЕС за референтен и допълнителни сценарии;
- 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 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.

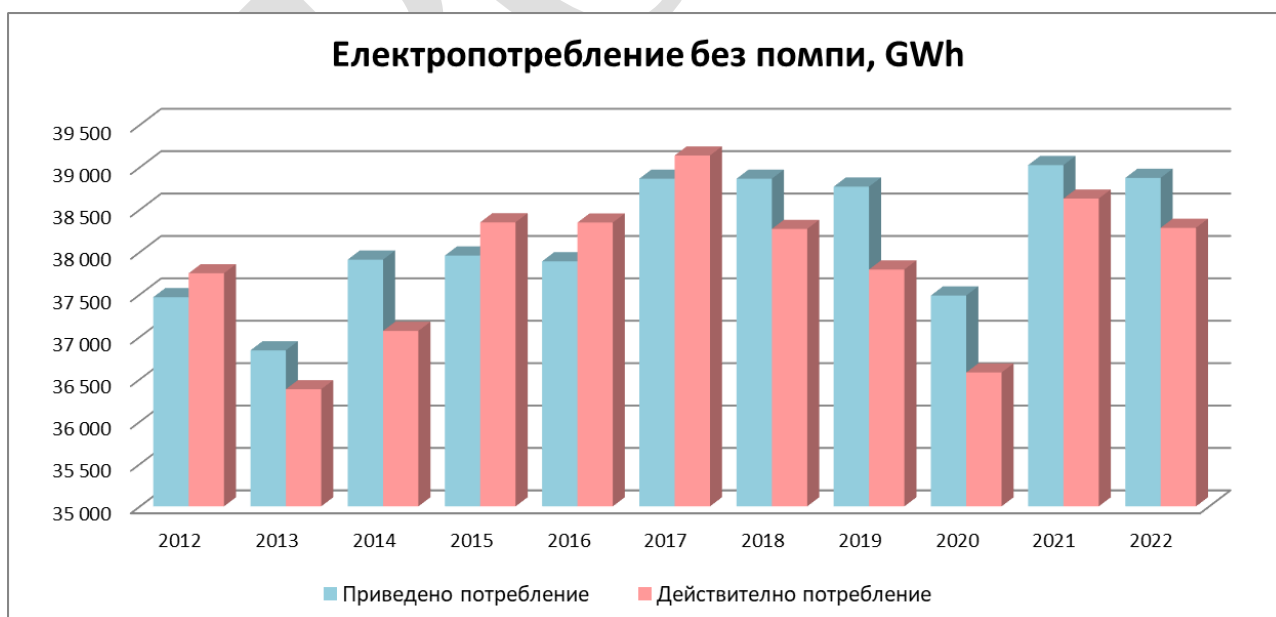
Десетгодишният план определя развитието на преносната електрическа мрежа 400kV, 220kV и 110kV на ЕЕС на България до 2032 г. така, че да се създадат необходимите технически условия за:

- 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.

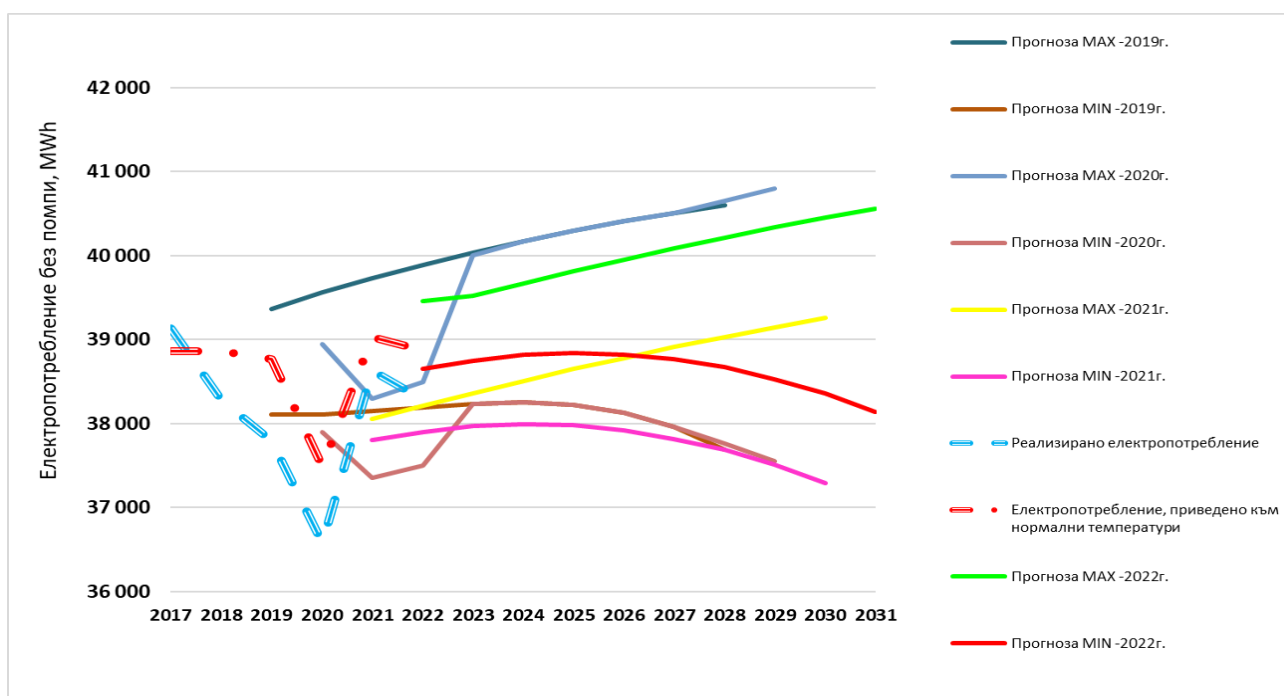
Изложените в разработката прогнози за развитие на електрическите товари и производствени мощности са базирани на съвременни методи за прогнозиране. Използвана е информация за развитие на електропотреблението и производствените мощности, предоставена от електроразпределителните и електропроизводствените 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. 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.), показващ, че електропотреблението варира в най-тесните граници между минималната прогноза от 2020 г. и минималната прогноза от 2022 г., а максималните прогнози от всички години са далеч от реализацията и проектния им тренд. Прогнозата е съобразена с влиянието на енергийната криза в Европа в краткосрочен план.



Фигура 2.1: Брутно електропотребление без помпи на България за периода 2012-2022г.



**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 България“<sup>1</sup>.

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

Сценарий/година	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>Интегриран план в областта на Енергетиката и Климата</b>	41 482	41 802	42 123	42 294	42 465	42 636	42 807	42 978	43 298	43 474
<b>Максимален сценарий</b>	39 200	39 600	39 850	40 100	40 300	40 500	40 700	40 900	41 100	41 200
<b>Минимален сценарий</b>	38 600	39 000	39 300	39 500	39 500	39 400	39 300	39 200	39 000	38 800

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

Този сценарий за брутното електропотребление без помпи, е с около 2200 GWh над максималната прогноза на ЕСО ЕАД, тъй като тръгва от по-високо потребление за 2023 година. Това предполага ръст от 6.7 %, спрямо приведеното потребление за 2022 година, на фона на тенденцията от последните години за лек спад. Въпреки това, съгласно насоките<sup>2</sup> на ENTSO-G и ENTSO-E, именно този сценарий следва да се вземе в предвид като референтен, при разработването на националните планове за развитие на електропреносната мрежа.

<sup>1</sup>[https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/national\\_energy\\_and\\_climate\\_plan\\_bulgaria\\_clear\\_22.02.20.pdf](https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/national_energy_and_climate_plan_bulgaria_clear_22.02.20.pdf)

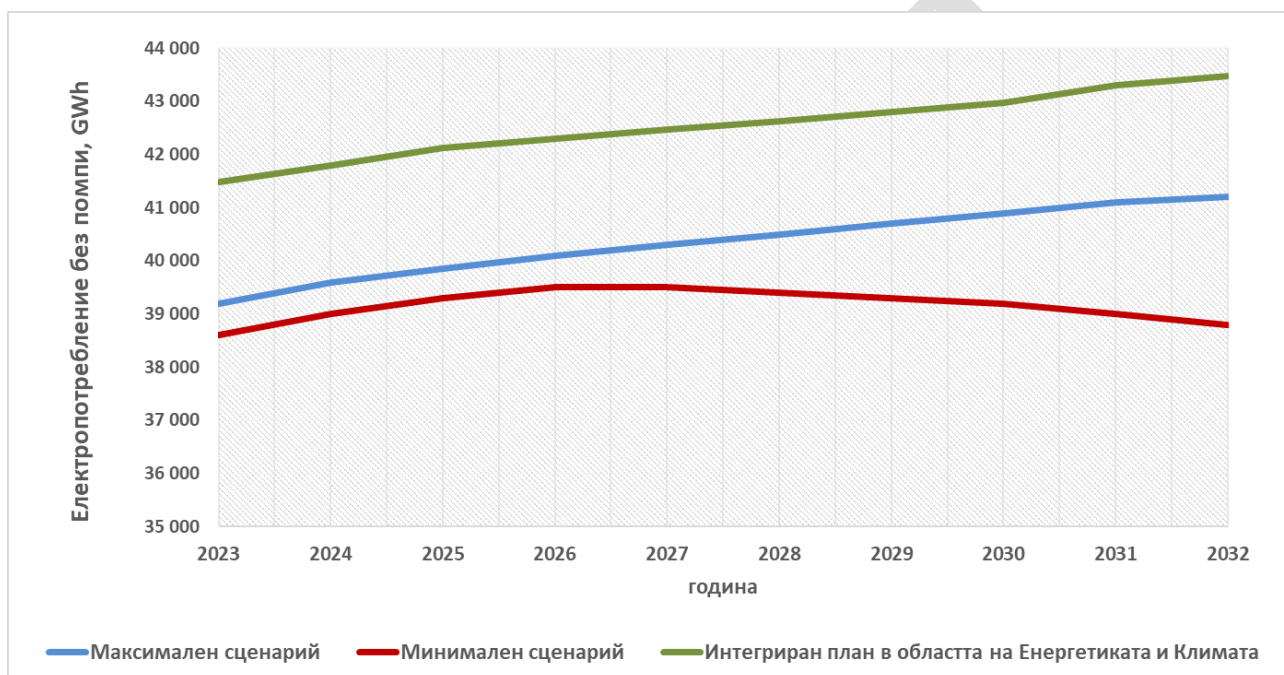
<sup>2</sup>[https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022\\_Joint\\_Scenario\\_Full-Report-April-2022.pdf](https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022_Joint_Scenario_Full-Report-April-2022.pdf)

### Максимален сценарий

Този сценарий за брутно електропотребление без помпи, съвпада с тренда на прогнозата за крайното електропотребление в страната на Европейската комисия за периода 2015-2025 г. Предвижда се увеличаване на електропотреблението с умерени темпове, но от по-ниска изходна позиция, вследствие на ограниченията от COVID-19 и последвалата енергийна криза в Европа. Заложено е забавяне в прилагането на мерки за енергийна ефективност. Към 2032 година се очаква брутно потребление да достигне 41 200 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 2032 година брутно електропотреблението достига 38 800 GWh.



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

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

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България до 2032 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 получавани. Поради разлика между инвестиционните намерения на дружествата и заложените инсталирани мощности в „Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата“, в настоящия план освен референтен сценарий са разгледани и допълнителни алтернативни сценарии, отразяващи сключените предварителни и окончателни договори за присъединяване. По-долу са отразени актуалните инвестиционни намерения на производствените дружества.

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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Общо за периода до 2032 г.
ВяЕЦ, [MW]	189	122	12	12	12	12	12	12	12	12	403
ФЕЦ, [MWp]	1 670	2 260	3 374	966	1 425	458	377	392	377	377	11 677
ВЕЦ, [MW]	34	0	2	0	0	0	0	0	0	0	36
БиоЕЦ, [MWе]	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	18
<b>ОБЩО:</b>	<b>1 893</b>	<b>2 383</b>	<b>3 390</b>	<b>980</b>	<b>1 438</b>	<b>471</b>	<b>391</b>	<b>406</b>	<b>391</b>	<b>391</b>	<b>12 135</b>

**Таблица 3.2: ВЕИ в експлоатация към края на 2022 година, MW**

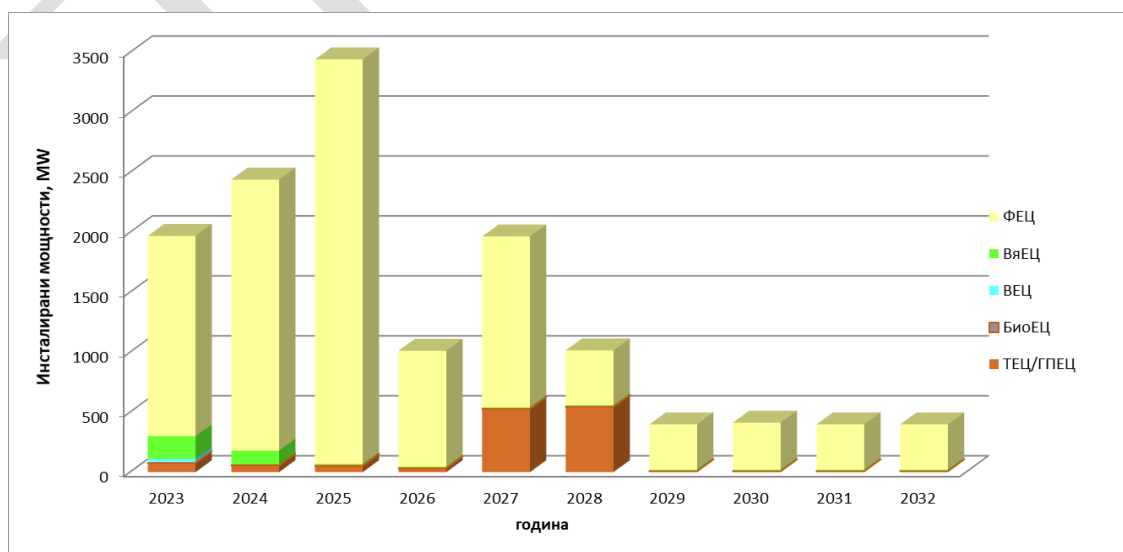
ВЕЦ (без помпи)	2 349
Вятърни ЕЦ	705
Фотоволтаични ЕЦ	1 726
Биомаса и биогаз	77

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, MW**

Вид/Година	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Общо
ТЕЦ и Ко-ген	77	56	52	32	527	544	7	7	7	7	1 317
<b>ВЕИ, в т.ч.</b>	<b>1 893</b>	<b>2 383</b>	<b>3 390</b>	<b>980</b>	<b>1 438</b>	<b>471</b>	<b>391</b>	<b>406</b>	<b>391</b>	<b>391</b>	<b>12 135</b>
ВЕЦ	34	0	2	0	0	0	0	0	0	0	36
ВяЕЦ	189	122	12	12	12	12	12	12	12	12	403
ФЕЦ	1 670	2 260	3 374	966	1 425	458	377	392	377	377	11 677
БиоЕЦ	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	18
<b>Общо</b>	<b>1 970</b>	<b>2 440</b>	<b>3 442</b>	<b>1 012</b>	<b>1 965</b>	<b>1 016</b>	<b>398</b>	<b>413</b>	<b>398</b>	<b>398</b>	<b>13 451</b>

За периода 2023-2032 г. съгласно инвестиционните намерения са планирани за изграждане общо 13 451 MW нови мощности, 12 135 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 референтен сценарий при разработването на настоящия план за развитие на електропреносната мрежа, докато за инвестиционните намерения на дружествата ще бъдат разработени допълнителни сценарии. Съгласно актуалния към 2022 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 2035-2040 г., 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.

**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	2031	2032
<b>АЕЦ</b>	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1889	1 889	1 889
<b>КЕЦ на Въглища</b>	4127	3953	3779	3605	3431	3249	3066	2884	2701	2519	2 336	2 165
<b>Централа на газ</b>	1944	1979	2014	2049	2084	2162	2240	2318	2395	2474	2 350	2250
<b>Биомаса</b>	114	149	184	219	253	263	273	282	292	302	345	365
<b>ВЕЦ (Без ПАВЕЦ)</b>	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2508	2 508	2 508
<b>ВяЕЦ</b>	709	719	729	739	749	788	828	868	908	948	948	948
<b>ФЕЦ</b>	1191	1339	1488	1636	1785	2071	2357	2643	2930	3216	3 216	3 216

*Източник: Министерство на енергетиката*

## 4. Прогнозни брутни мощностни и енергийни баланси

### 4.1. Референтен сценарий

За развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2032 г., определящи при този сценарий се явяват мощностните и електроенергийните баланси, базирани на заложеното развитие на електропотреблението и производствените мощности, според „Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата“.

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 максимален летен товар, при който е проверена достатъчността на средствата за регулиране на напреженията.

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 както адекватността на ЕЕС при различни режими на работа, така и преносните способности на мрежата. За подготовката на мощностните баланси са взети под внимание предвидените за присъединяване мощности в таблица 3.4, както и статистически данни за работата на отделните видове производители.



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

Централа/година	2023	2027	2032
ОБЩО КЕЦ на въглища	3 310	2 678	1 640
ОБЩО КЕЦ на газ	85	0	0
Топлофикационни централи	403	622	607
Заводски централи	173	178	178
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 140	2 160
Общо ВЕЦ	1 169	1 472	1 530
Общо ВяЕЦ	285	420	690
Общо ФЕЦ	0	0	0
Общо Биомаса	40	100	157
<b>Общо Батерии (разряд)</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>122</b>
Сумарна електрическа генерация	7 585	7 640	7 084
Максимален електрически товар	6 970	7 050	7 150
Възможен износ	615	590	0

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

Централа/година	2023	2027	2032
ОБЩО КЕЦ на въглища	3 310	2 678	1 640
ОБЩО КЕЦ на газ	85	0	0
Топлофикационни централи	403	622	607
Заводски централи	173	178	178
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 140	2 160
Общо ВЕЦ	1 629	1 997	2 266
Общо ВяЕЦ	325	655	898
Общо ФЕЦ	0	0	0
Общо Биомаса	40	100	157
<b>Общо Батерии (разряд)</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>122</b>
Сумарна електрическа генерация	8 085	8 400	8 027
Максимален електрически товар	7 430	7 610	7 877
Възможен износ	655	790	150

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

Централа/година	2023	2027	2032
ОБЩО КЕЦ на въглища	1 816	1 489	1 092
ОБЩО КЕЦ на газ	0	0	0
Топлофикационни централи	242	312	312
Заводски централи	133	138	138
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 140	2 160
Общо ВЕЦ	594	576	591
Общо ВяЕЦ	135	165	250
Общо ФЕЦ	970	1 850	2 900
Общо Биомаса	40	100	157
<b>Общо Батерии (заряд)</b>	<b>0</b>	<b>-30</b>	<b>-220</b>
Сумарна електрическа генерация	6 050	6 740	7 380
Максимален електрически товар	4 980	5 140	5 340
Възможен износ	1 070	1 600	2 040

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 2022 г.**

Тип централа	Средногодишна използваемост
АЕЦ	94,0%
КЕЦ	56,5%
ТЕЦ	43,3%
Заводски ЕЦ	25,6%
ВЕЦ	13,5%
Фотоволтаични ЕЦ	13,1%
Вятърни ЕЦ	24,3%
Биомаса	43,0%

**Таблица 4.5: Прогнозен брутен електроенергиен баланс - референтен сценарий, MWh**

Балансов показател/година	2023	2027	2032
Общо КЕЦ на въглища	22 311 000	18 916 000	11 748 000
Общо ТЕЦ на газ	0	1 239 750	1 243 550
АЕЦ "Козлодуй"	15 968 000	15 968 000	16 017 000
Общо Топлофикационни ЕЦ	2 000 000	2 150 000	2 580 000
Общо заводски ЕЦ	980 000	1 120 000	1 500 000
ПАВЕЦ	40 000	950 000	1 180 000
ВЕЦ	4 707 000	4 707 000	4 707 000
Други ВЕИ, в т.ч.:	4 887 000	6 632 000	8 351 000
ВяЕЦ	1 519 000	1 758 000	2 049 000
ФЕЦ	2 064 000	3 364 000	4 652 000
Биомаса	1 304 000	1 510 000	1 650 000
Батерии (разряд)	0	32 000	90 000
<b>Доставки на електроенергия</b>	<b>50 893 000</b>	<b>51 714 800</b>	<b>47 416 600</b>
<b>Брутно електропотребление</b>	<b>41 482 000</b>	<b>42 465 000</b>	<b>43 474 000</b>
Помпи ПАВЕЦ	55 000	1 360 000	1 680 000
Батерии (заряд)	0	55 000	180 000
<b>Салдо (износ-внос)</b>	<b>9 356 000</b>	<b>7 834 800</b>	<b>2 082 600</b>

В страната ще има остатъчна разполагаемост за производство намаляваща от 9350000 до 2000000 MWh годишно. Трябва да се има предвид, че това се дължи основно на поетапното извеждане от експлоатация на производствени мощности на въглища при заложения прираст на ВЕИ, особено при ФЕЦ според „Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата на Република България“.

Мощностните баланси показват драстична диспропорция при възможностите за покриване на вътрешното потребление и евентуален износ на електроенергия. В някои години се предполага използване на всички налични източници на допълнителни услуги и/или внос на електроенергия за покриване на електрическите товари на системата. Още по-утежнена е ситуацията при съчетанието на продължителни екстремални зимни условия, изчерпан първичен енергиен ресурс във ВЕЦ и КЕЦ и завишена аварийност при електропроизводствените мощности, какъвто бе случаят 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 в условията на недостиг в страната българският оператор на преносна мрежа ще има възможност да активира балансиращи мощности от континентална Европа

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 обединените 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.

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. Прогнозата е представена в Таблица 4.6.

**Таблица 4.6: Прогнозирано електропроизводство от ВЕИ и ПАВЕЦ, MWh**

Вид/Година	2023	2027	2032
ВЕЦ (без ПАВЕЦ)	4 707 000	4 707 000	4 707 000
ВяЕЦ	1 519 000	1 758 000	2 049 000
ФЕЦ	2 064 000	3 364 000	4 652 000
Биомаса	1 304 000	1 510 000	1 650 000
<b>Общо ВЕИ</b>	<b>9 594 000</b>	<b>11 339 000</b>	<b>13 058 000</b>
<b>Прогнозирано бруто електропотребление</b>	<b>41 482 000</b>	<b>42 465 000</b>	<b>43 474 000</b>
<b>Дял на ВЕИ, %</b>	<b>23,13%</b>	<b>26,70%</b>	<b>30,04%</b>

При приетото развитие на производството от ВЕИ се предвижда към 2032 г., то да се доближи до 30% от прогнозираното брутно 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 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.

#### 4.2. Допълнителни сценарии

Тези сценарии кореспондират със заложените алтернативни сценарии в оценката на българската ресурсната адекватност<sup>3</sup> – издание 2022г. Те включват:

- Поради продължаващият военен конфликт в Украйна и възможния недостиг на доставки на природен газ през целева година 2023 г. е моделиран допълнителен сценарий за газова криза.
- Сценарий при целева година 2027г. основан на Националния план за възстановяване и устойчивост (НПВУ) на България, където се предвижда намаляване на емисиите на

<sup>3</sup> <https://www.eso.bg/fileObj.php?oid=4375>

CO<sub>2</sub> от електроцентралите на лигнитни въглища с 40%, по-голямо навлизане на ВЕИ и огромно внедряване на системи за съхранение на енергия до края на 2026 г.

- Сценарий Зелена амбиция – в допълнение на НПВУ за целева година 2032г. е предвидено извеждане от експлоатация на всички електроцентрали на лигнитни въглища в България.

Предвидени са всички инвестиционни намерения, различаващи се от „Интегриран национален план в областта на енергетиката и климата на Република България“. Допълнителните сценарии и техните резултати са детайлно разгледани в оценката на българската ресурсната адекватност. За нуждите на разработването на настоящия план за всеки един от допълнителните сценарии и съответни целеви години, са представени резултатите от симулациите за екстремален и максимален зимен товар, както и при абсолютен минимален товар, представени в таблиците по-долу.

**Таблица 4.7: Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС на България – допълнителни сценарии, MW**

Централа/година	2023	2027	2032
<b>ОБЩО КЕЦ на въглища</b>	<b>3 546</b>	<b>1 875</b>	<b>0</b>
Топлофикационни централи	523	692	692
Заводски централи	173	178	178
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 160	2 160
Общо ВЕЦ	1 625	1 796	2 213
Общо ВяЕЦ	349	698	683
Общо ФЕЦ	0	0	0
Общо Биомаса	40	138	153
<b>Общо Батерии (разряд)</b>	<b>0</b>	<b>812</b>	<b>303</b>
<b>Сумарна електрическа генерация</b>	<b>8 376</b>	<b>8 349</b>	<b>6 382</b>
<b>Максимален електрически товар</b>	<b>7 185</b>	<b>7 251</b>	<b>7 512</b>
<b>Износ (-) /Внос (+) на електроенергия</b>	<b>-1191</b>	<b>-1098</b>	<b>1130</b>

**Таблица 4.8: Прогнозен брутен мощностен баланс при екстремални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС на България – допълнителни сценарии, MW**

Централа/година	2023	2027	2032
<b>ОБЩО КЕЦ на въглища</b>	<b>3 404</b>	<b>1 779</b>	<b>0</b>
Топлофикационни централи	290	472	492
Заводски централи	130	178	178
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 160	2 160
Общо ВЕЦ	1 171	1 968	2 094
Общо ВяЕЦ	616	1 091	1 102
Общо ФЕЦ	118	0	0
Общо Биомаса	40	142	157
<b>Общо Батерии (разряд)</b>	<b>0</b>	<b>220</b>	<b>750</b>
<b>Сумарна електрическа генерация</b>	<b>7 889</b>	<b>8 010</b>	<b>6 933</b>
<b>Екстремален електрически товар</b>	<b>8 163</b>	<b>7 610</b>	<b>7 877</b>
<b>Износ (-) /Внос (+) на електроенергия</b>	<b>274</b>	<b>-400</b>	<b>944</b>

**Таблица 4.9: Прогнозен брутен мощностен баланс при абсолютни минимални товари на ЕЕС на България – допълнителни сценарии, MW**

Централа/година	2023	2027	2032
ОБЩО КЕЦ на въглища	732	1 667	0
Топлофикационни централи	218	312	312
Заводски централи	105	178	178
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 160	2 160
Общо ВЕЦ	295	287	1 019
Общо ВяЕЦ	77	144	56
Общо ФЕЦ	0	0	0
Общо Биомаса	39	138	126
<b>Общо Батерии (заряд)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Сумарна електрическа генерация</b>	<b>3 586</b>	<b>4 886</b>	<b>3 851</b>
<b>Минимален електрически товар</b>	<b>2 687</b>	<b>2 829</b>	<b>3 458</b>
<b>Износ (-) /Внос (+) на електроенергия</b>	<b>-899</b>	<b>-2057</b>	<b>-393</b>

## 5. Възможности за управление и анализ на маневреността 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 ВЕИ. 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“, в следствие на осъществяването на „Проект за увеличаване обема на долния изравнител на ПАВЕЦ Чаира с изграждане на язовир Яденица и реверсивен напорен тунел за връзка с язовир Чаира“, 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 (ВЕЦ, 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 2032 година проектираните ВяЕЦ и ФЕЦ са нерегулируеми при обща инсталирана мощност над 14 000 MW, балансиращата способност (гъвкавостта) на ЕЕС ще бъде намалена. За да се гарантира достатъчно и гъвкаво развитие на производствените мощности е необходимо да се предприемат допълнителни мерки.

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 нетиране на нежеланите отклонения (реализирано);
- присъединяване към платформите за балансиране на ENTSO-E;
- въвеждане на отрицателни цени на балансиращата енергия;
- премахване на ценовите ограничения за балансираща енергия и балансиращ капацитет.

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", в рамките на „Проект за увеличаване обема на долния изравнител на ПАВЕЦ Чаира с изграждане на язовир Яденица и реверсивен напорен тунел за връзка с язовир Чаира“;
- 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.



## 6. Развитие на електропреносната мрежа

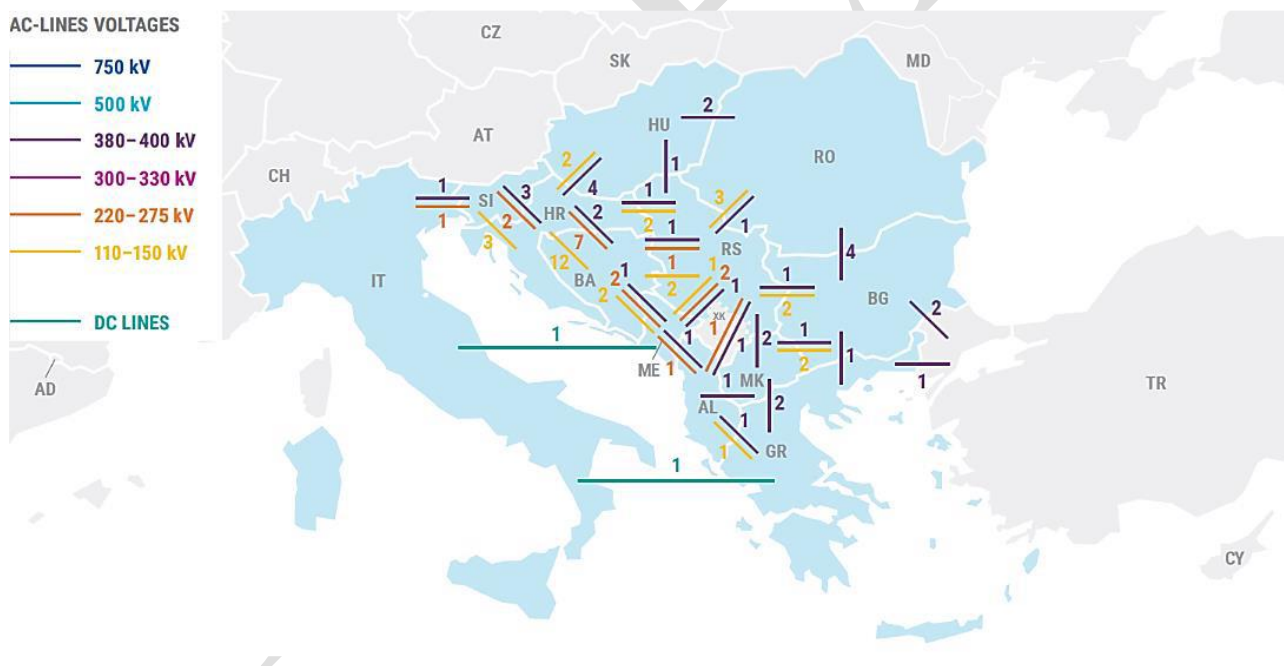
### 6.1. Планиране на развитието на преносната мрежа

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. На фиг.6.1 са показани междусистемните връзки в регион Югоизточна Европа.



Фиг. 6.1 Междусистемни връзки в регион Югоизточна Европа

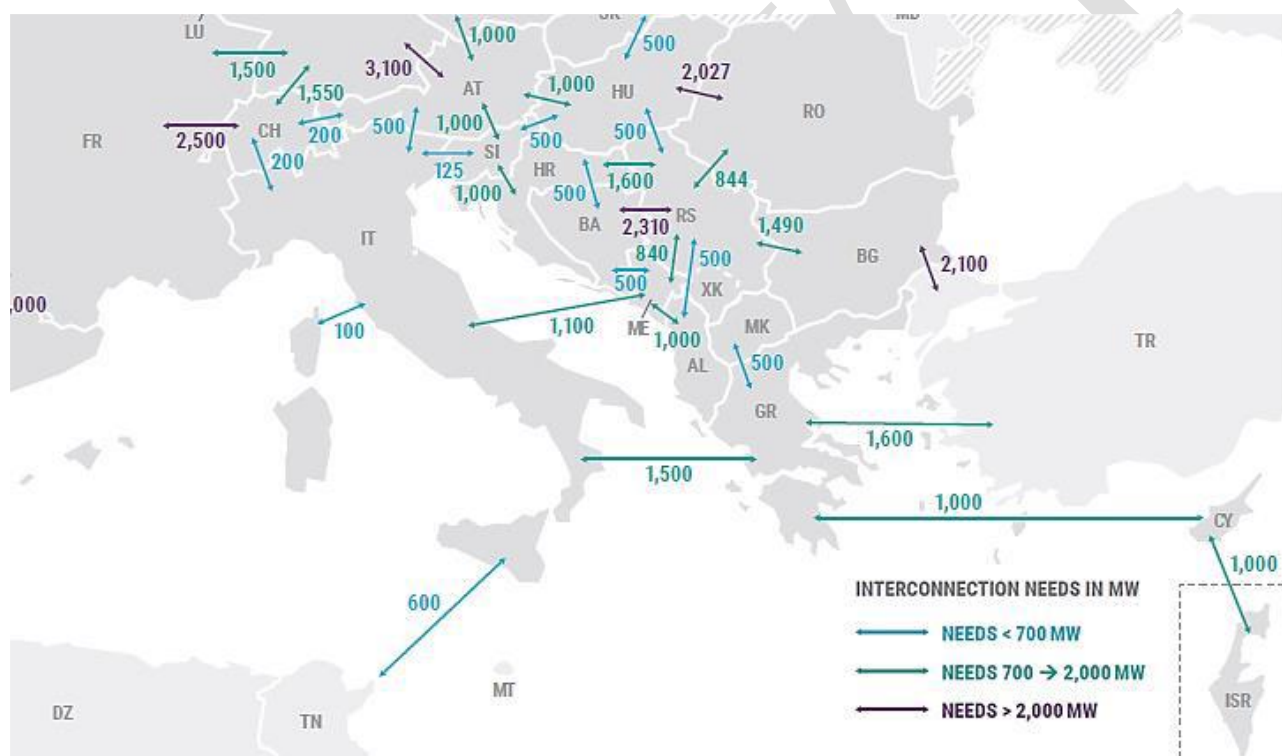
При изготвяне на настоящия 10-годишен план, освен решаване на техническите проблеми по електропреносната мрежа, са взети предвид и резултатите от пазарните и мрежовите изчисления, извършени в работната група „Югоизточна Европа“ към ENTSO-е, при изготвяне на регионалния инвестиционен план 2022г. В групата са представени системните оператори на страните от Балканския полуостров, Унгария, Италия и Кипър. Регионалният инвестиционен план 2022 е част от новия десетгодишен план на ENTSO-е 2022.

През м. март 2022г. членовете на ENTSO-е взеха решение за присъединяване на електроенергийните системи на Украйна и Молдова към обединената европейска ЕЕС и

стартиране на синхронна работа. Тази паралелна работа се отразява съществено върху потокоразпределението в региона и ще бъде взета в предвид при изготвянето на следващия инвестиционен план.

Резултатите от пазарните изчисления, извършени въз основа на прогнозата на всеки системен оператор, за развитие на производството и потреблението на електрическа енергия, не показват съществени разлики в сравнение с предишния регионален план. 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 би довело до повишаване на транзитните потоци на електроенергия през нашата преносна мрежа в направление изток-запад и ще се изискват по-големи преносни възможности, за да не се ограничава 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

Както се вижда от резултатите, показани на графиката, очаква се пренос на големи количества електроенергия в посока изток-запад и това води до тесни места по границите в това направление. За България, резултатите от пазарните изчисления показват недостатъчен трансграничен капацитет на българо-турска (2100MW) и българо-сръбска граница (1490MW).

#### 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 завърши дейностите по изграждането на новия междусистемен електропровод п/ст „Марица изток“ – п/ст „Неа Санта“ (Гърция). Очаква се изграждане на гръцката част на електропровода.

Във връзка с инвестиционен интерес за присъединяване на значителни генериращи нови мощности от ВЕИ паркови модули към електропреносната мрежа, в югоизточната и североизточната част на страната, е необходимо значително развитие на електропреносната мрежа. Предвижда се изграждане на нов пръстен 400kV: п/ст Марица изток – п/ст Узунджово (съществуващата подстанция се реконструира като 400/110kV) – п/ст Любимец 2 (нова) – п/ст Тенево (съществуващата се разширява и реконструира като п/ст 400/110kV). В североизточна България се планира изграждане на нов пръстен 400kV: п/ст Варна – п/ст Добрич 2 (нова, в нея се разкъсва двойния ЕП Белгун/Сенокос) – ВС Генерал Тошево 2 (нова) – ВС Свобода (нова, в нея се разкъсват междусистемните ЕП Дружба и Съединение).

След 2032г. 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 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 различни режими 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 схема;
- Максимален летен режим - очакван абсолютен максимален товар на ЕЕС през летния период на годината. Режимът е изходен за определяне на очакваното максимално натоварване на електрическата мрежа, с оглед максимална генерация на ФЕЦ, при нормални 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.

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.

### 6.3. Изходни данни за подготовка на изчислителните модели

За изготвяне на десетгодишния план, са разработени изчислителни модели за различни режими, описани по-горе, със средносрочен (2027г.) и дългосрочен хоризонт (2032г.). За всяка от целевите години са създадени по две групи модели. В едната са заложили мощностните баланси, според „План енергия и климат“ (табл. 4.1., 4.2.), а във втората група са отразени някои възможни сценарии за оценка на адекватността на мрежата. За 2027г това е намаляване на производството от ТЕЦ, според План за възстановяване и устойчивост (ПВУ), а за 2032г е пълното спиране на производството на електроенергия от въглища (табл. 4.7, 4.8.).

Очакваният максимален товар на ЕЕС за 2027г. е 7610MW, а за 2032г. – 7877MW.

В съответствие с основните направления за развитие на преносната мрежа, в изчислителните модели за потокоразпределение са въведени новите елементи, описани по-долу.

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

### 6.4. Анализ на потокоразпределението в електрическата мрежа

#### 2027г.

В таблица 6.1. са описани най-важните обекти от електропреносната мрежа, които трябва да бъдат реконструирани или построени нови до 2027г., за изпълнение на критериите за сигурност за електрозахранване на потребителите в ЕЕС.

Таблица 6.1

Район Запад	
1	Изграждане на двойна ЕП 110 kV от п/ст Курило до п/ст Металургична
2	Реконструкция на ЕП 110 kV Негован – Кривина – Металургия
3	Удвояване на ЕП 110 kV Мрамор
4	Удвояване на ЕП 110 kV Обединение
5	Удвояване на ЕП 110 kV Мошино
6	п/ст София запад – подмяна на АТ 400/110 kV с нови, с мощност 350 MVA

<b>Район Север</b>	
7	Изграждане на ЕП 110 kV от п/ст Мездра до п/ст Ботевград
8	Изграждане на ЕП 110 kV от п/ст Пелово до п/ст Кнежа
<b>Район Изток</b>	
9	п/ст "Добруджа" - подмяна на АТ 401
10	Реконструкция на ЕП 110 kV Звездица с АСО 400
<b>Район Юг</b>	
11	Въвеждане в експлоатация на нов междусистемен ЕП 400kV Перперикон (п/ст МИ – п/ст Неа Санта, Гърция)
12	п/ст Бургас – подмяна на АТ 400/110kV с нови, с мощност 350MVA
13	п/ст Пловдив – подмяна на АТ 400/110kV с нови, с мощност 350MVA
14	Въвеждане в експлоатация на нова п/ст 110 kV Обзор
15	п/ст Марица изток - монтаж на 2xШР50MVA <sub>r</sub>
16	Изграждане и присъединяване на нова п/ст 110 kV Поморие

Допълнително, в изчислителните модели за потокоразпределение са отразени промените в електропреносната мрежа, приети на технически съвети в ЕСО, свързани с присъединяването на нови паркови ВЕИ-модули и осигуряване на възможност за пренос на произведената от тях електроенергия.

Анализът на потокоразпределението е направен за среден зимен режим, като товарът от 7050MW е покрит от генерациите, описани в табл. 4.1. Загубите от пренос и трансформация в ЕЕС са около 174MW, или 2,3% от сумарната нетна генерация, като в тях не са включени загубите в подстанциите 110kV/Ср.Н. Собствените нужди на централите са 434MW.

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 зимен режим са показани в Таблица 6.2.

Таблица 6.2

Ниво на напрежение, kV	Максимални напрежения		Минимални напрежения	
	U <sub>max</sub> , kV	п/ст	U <sub>min</sub> , kV	п/ст
110	120	Ивайловград	109	Силистра
220	235	БПС, АЕЦ Козлодуй	215	Образцов чифлик
400	411	Любимец	400	Столник

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 кондензаторни батерии в п/ст „Бургас“ и 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 292MW. Очакваният поток от 400kV към 110kV е 2662MW.

#### Мрежа 220kV

Най-натоварен на ниво 220kV е ЕП „Стрелец” (п/ст Г. Оряховица – п/ст О. чифлик) – 52%. Към мрежа 110kV се трансформират 2184MW.

#### 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 6376MW. Около 27% 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 6.3.

Таблица 6.3

$U_1/U_2$	Подстанция	Брой раб. АТ	Сумарна инсталирана мощност, MVA	Натоварване, %
220/110kV	София юг	2	400	77
220/110kV	Плевен	2	400	72
400/110kV	Пловдив	2	700	71
220/110kV	Мадара	2	400	64
400/110kV	Царевец	2	500	64
220/110kV	Казичене	2	400	62

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

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

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

Проверката на критерия за сигурност за максимален зимен режим на работа, при екстремален товар, е определяща за оценка развитието на преносната мрежа. За 2027г. екстремалният товар е 7610MW (табл. 4.2). Изчисленията са извършени и за двата варианта на модели с екстремални товари за 2027г.

Резултатите от тази проверка показват, че в модела, съставен според „План енергия и климат“, 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. Според мощностните баланси, в изчислителния модел са заложени 655MW генерация от ВяЕЦ. Тъй като тази генерация е с непостоянен характер, проверката „n-1” е повторена и при режим с липса на вятърна генерация. Резултатите са същите. Мрежата изпълнява критерия за сигурност.

В модела, изготвен с отчитане на настоящия ПВУ, се забелязва по-голямо натоварване на автотрансформаторите 400/110kV. Това се получава така, тъй като са спрени блокове на въглищни централи, присъединени към мрежа 110 и 220kV и са заменени с генерация от ВЕЦ, ВяЕЦ, системи за съхранение на енергия чрез батерии (ССЕБ) или внос на електроенергия. Тъй като основният товар е в мрежа 110kV, това води до увеличаване на мощностните потоци през автотрансформаторите. Проверката на критерия „n-1” показва недостатъчна трансформаторна мощност в някои подстанции и изключването на единия АТ, води до претоварване на другия. Резултатите са показани в табл. 6.4.

Таблица 6.4

№	Изключен елемент	Претоварен елемент	Процент на натоварване
1	АТ 1/2 400/110kV в п/ст „Пловдив“	АТ 2/1 400/110kV в п/ст „Пловдив“	110
2	АТ 1/2 400/110kV в п/ст „Царевец“	АТ 2/1 400/110kV в п/ст „Царевец“	103
3	АТ 1/2 400/110kV в п/ст „Бургас“	АТ 2/1 400/110kV в п/ст „Бургас“	102

Такива претоварвания не биха се появили в дневни режими. Тогава се предвижда генерация от ФЕЦ, която е по-равномерно разпределена в мрежата, като една голяма част от нея е присъединена към мрежа 110kV и води до разтоварване на системните автотрансформатори.

Изпълнението на критерия „n-1” е проверено и при режим, без вятърна генерация (1091MW). Резултатите са подобни на показаните в табл. 6.4.

Резултатите от потокоразпределението при конфигурация на електропреносната мрежа за 2027г. и 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.

### 2032г.

В таблица 6.5. са описани най-важните обекти от електропреносната мрежа, които трябва да бъдат реконструирани или построени нови до 2032г., за изпълнение на критериите за сигурност за електрозахранване на потребителите в ЕЕС. Част от планираните промени в преносната мрежа са свързани с евентуално спиране на производството на електроенергия от въглищни централи. Тогава мрежа 220kV, която е изградена заради тези централи, ще остане слабо натоварена и ЕСО е разработило планове - да се използват част от трасетата на съществуващи електропроводи 220kV, за построяване на нови връзки 400kV.

Таблица 6.5.

1	Изграждане на нова п/ст 400/220 kV "ТЕЦ Бобов дол" с АТ 630MVA и 2 реактора 50MVA <sub>r</sub>
2	Разкъсване на ЕП 400 kV Джерман/Осогово за присъединяване на нова п/ст 400/220 kV "ТЕЦ Бобов дол"
3	Изграждане на ЕП 110 kV от ВЕЦ Ц. Камък до ВЕЦ Въча 1
4	Изграждане на нов ЕП 400 kV от п/ст Благоевград до в/ст Ветрен
5	Изграждане на нов ЕП 400 kV от п/ст Царевец до п/ст Златица, по трасето на ЕП 220kV Янтра и Шипка
6	Изграждане на нов ЕП 400kV от ТЕЦ МИ2 до п/ст Царевец, по трасето на ЕП 220 kV Хемус и Стара планина

Изчислението на потокоразпределението е извършено за среден зимен режим, с товар на ЕЕС 7150MW (4.1.), за двата варианта – с и без работещи кондензационни ТЕЦ.

В таблица 6.6 са представени основните резултати от потокоразпределението.

Таблица 6.6.

Показател	Режим 1, с работещи ТЕЦ	Режим 2, без работещи ТЕЦ
Загуби в ЕЕС, MW	179	204
Най-натоварен ЕП 400kV	Чирен/Вършец, 39%	Родопи, 63%
Най-натоварен ЕП 220kV	Стрелец, 49%	Първенец, 48%
Най-натоварен АТ	220/110kV, София юг, 70%	220/110kV, София юг, 66%
	400/110kV, Царевец, 66%	400/110kV, Царевец, 64%
	400/110kV, Пловдив, 66%	400/110kV, Бургас, 59%
	220/110kV, Мадара, 66%	400/110kV, София запад, 55%
	220/110kV, Казичене, 56%	220/110kV, Мадара, 53%
	400/110kV, Бургас, 55%	220/110kV, Казичене, 52%
Поток през АТ 400/220kV, MW	706	402
Поток през АТ 400/110kV, MW	3090	4171
Поток през АТ 220/110kV, MW	1871	1015

Очакваните минимални и максимални напрежения за режим с работещи ТЕЦ са дадени в таб. 6.7., а за режим без ТЕЦ в табл. 6.8.

Таблица 6.7

Ниво на напрежение, kV	Максимални напрежения		Минимални напрежения	
	U <sub>max</sub> , kV	п/ст	U <sub>min</sub> , kV	п/ст
110	120	Ивайловград	108	Силистра
220	234	БПС, АЕЦ Козлодуй	214	Образцов чифлик
400	410	Мизия	401	Златица

Таблица 6.8

Ниво на напрежение, kV	Максимални напрежения		Минимални напрежения	
	U <sub>max</sub> , kV	п/ст	U <sub>min</sub> , kV	п/ст
110	121	Ивайловград	113	Севлиево
220	234	БПС, АЕЦ Козлодуй	224	София юг
400	413	МИЗ	404	Столник

Анализът на потокоразпределението показва по-големи загуби при режим 2. Това се дължи на факта, че една част от генерацията (1134MW), необходима за покриване на товара, е заменена с внос. Така разпределена генерация, разположена по-близо до товарите в ЕЕС е заместена от концентриран, предимно по северната ни граница, поток на мощност и това води до повишаване на загубите от пренос и трансформация.

В двата модела няма претоварени елементи на преносната мрежа. Напреженията са в указаните от нормативните документи граници. Регулировъчният диапазон по реактивна мощност на синхронните генератори и статичните компенсиращи устройства е достатъчен за поддържане на напреженията във всички разглеждани режими.

В модела без ТЕЦ се наблюдава съществено увеличаване (с 35%) на потоците през автотрансформаторите 400/110kV. Едната причина е намаляване на генерацията в мрежа 110 и 220kV, а другата е планираното развитие на преносната мрежа с реконструкция на някои подстанции 220/110kV в 400/110kV, заради големи ВЕИ паркови модули.

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

Изчисленията са правени при максимални зимни товари, като сумарния товар на ЕЕС е 7877MW.

Резултатите от проверката „n-1” показват опасност от претоварване на автотрансформатори в подстанции Бургас и Царевец, табл. 6.9.

Таблица 6.9.

№	Изключен елемент	Претоварен елемент	Режим 1, %	Режим 2, %
1	АТ 1/2 400/110kV в п/ст „Бургас“	АТ 2/1 400/110kV в п/ст „Бургас“	108	115
2	АТ 1/2 400/110kV в п/ст „Царевец“	АТ 2/1 400/110kV в п/ст „Царевец“	106	112

Ако се изгради втора подстанция 400/110kV около гр. Пловдив, АТ 400/110kV в п/ст Пловдив няма да са застрашени от претоварване.

Тези претоварвания са възможни само при екстремални товари и без разпределената генерация от ФЕЦ. В светлата част от денонощието те не съществуват.

В режима без ТЕЦ, има над 1100MW генерация от ВяЕЦ и 750MW от ССЕБ. Поради променливия характер на генерацията от ВяЕЦ, проверката е повторена без нея. Генерацията от ВяЕЦ е заменена от внос на електроенергия.

Изчисленията показват, че при липса на вятър в североизточна България, която е най-далече от всякакви генериращи източници, се получават критично ниски напрежения. Напрежението в п/ст Варна пада до 378kV, п/ст Добруджа – 378kV, в мрежа 110kV напреженията са между  $100 \div 108kV$ . Необходимо е да се предприемат мерки за компенсиране на недостатъчната реактивна мощност в региона.

Поради големия внос на България (около 2000MW при липса на вятър) и очаквания транзит в посока север-юг, се увеличават натоварванията на междусистемните връзки с Румъния. ЕП Цънцарени 1 и 2 са натоварени до 66% от преносната си способност, Съединение – 61%, Дружба – 58%.

Резултатите от изчислението на критерия за сигурност за режим без ВяЕЦ са показани в табл. 6.10.

Таблица 6.10

№	Изключен елемент	Претоварен елемент	Процент на натоварване
1	ЕП 400kV Съединение (п/ст Свобода – п/ст Меджидия 1)	ЕП 400kV Дружба (п/ст Свобода – п/ст Меджидия 2)	107
2	ЕП 400kV Дружба (п/ст Свобода – п/ст Меджидия 2)	ЕП 400kV Съединение (п/ст Свобода – п/ст Меджидия 1)	105
3	ЕП 400kV Цънцарени 1/2	ЕП 400kV Цънцарени 2/1	102
4	АТ 1/2 400/110kV в п/ст „Бургас“	АТ 2/1 400/110kV в п/ст „Бургас“	115
5	АТ 1/2 400/110kV в п/ст „Царевец“	АТ 2/1 400/110kV в п/ст „Царевец“	112

Изключването на който и да е ЕП 400kV в североизточна България води до понижаване на напреженията с още 3-4kV и до гранични режими за нормалната работа на преносната мрежа.

Анализът на резултатите от потокоразпределението в преносната мрежа на България за 2032г. показват, че при нормални режими на работа мрежата е в състояние да пренесе необходимите количества електроенергия за вътрешна консумация и транзит. Проблеми могат да възникнат с критично ниски напрежения при максимални товари и липса на вятър. Претоварванията по междусистемните електропроводи са вследствие на ограниченията от токовете измервателни трансформатори.

### 6.5. Влияние на ВЕИ върху сигурността и управлението на ЕЕС

Развитието на ВЕИ сектора е динамично. Ежедневно в ЕСО постъпват значително количество заявления за присъединяване на ВЕИ производители към мрежата високо напрежение и



мрежите на електроразпределителните дружества. Определяне на необходимата реконструкция и разширение на подстанциите 110kV/Ср.Н на годишна база и вписването им в 10-годишните планове на ЕСО не е възможно, защото се нарушават сроковете, предвидени в Наредба №6, ЗЕВИ и ЗУТ. При възникване на опасност от недостиг на трансформаторна мощност в дадена подстанция 110kV/Ср.Н, поради присъединяване на нова ВЕИ генерация, ЕСО предписва подмяна на съществуващите трансформатори с нови, с по-висока номинална мощност и съоръжения първична и вторична комутация, в съответствие с номиналната мощност на новите силови трансформатори. Има подстанции, в които инвестиционните намерения за присъединяване на нови ВЕИ надхвърлят трансформаторната мощност, включително и на предвидените за подмяна трансформатори. За тези обекти се определят специфични технически решения – реконструкция, разширение или изграждане на нова подстанция в съответния район. Необходимите финансови средства за присъединяване се определят, в съответствие със ЗЕВИ и Наредба 1.

За разлика от конвенционалните електрически централи, ВЕИ генериращите модули обикновено се изграждат в райони, където няма електропреносна мрежа или съществуващата е оразмерена за захранване на малки електрически товари. В повечето случаи, инвеститорският интерес за изграждане на ВЕИ не съвпада географски със свободния капацитет на електропреносната мрежа за дадения район. Същевременно, не е възможно ЕСО да изгражда нови електропроводи и подстанции, с темповете на изграждане на обектите на ВЕИ. Не винаги е възможно да се реконструира и развива съществуващата преносна електрическа мрежа, преди да се построят необходимите нови електропроводи, защото се намалява сигурността на електрозахранването на ползвателите и се увеличава рискът от каскадни аварии в големи райони от страната.

Към настоящия момент, заявените в ЕСО инвестиционни намерения за изграждане на нови ВЕИ паркови модули надхвърлят трикратно съществуващите конвенционални генериращи мощности.

Тъй като инвеститорският интерес за изграждане на ВЕИ не съвпада географски със свободния капацитет на електропреносната мрежа в съответните райони, в ЕСО се предвиждат технически решения за развитие на електропреносната мрежа 400 kV и 110 kV и реконструкция на съществуващи елементи от нея, както беше посочено по-горе:

- изграждане на нов пръстен 400 kV в югоизточната част на страната, в района на Узунджово – Любимец – Тенево;
- изграждане на нов пръстен 400 kV в североизточната част на страната, в района на Добрич – Генерал Тошево – Свобода;
- реконструкция на голям брой електропроводи 110 kV, във всички райони на страната със заявени ВЕИ, над капацитета на мрежата;
- поэтапна подмяна на автотрансформатори 400/110 kV в системните подстанции, с такива с по-голяма мощност;
- реконструкция и разширение на редица подстанции 110kV/Ср.Н. и подмяна на съществуващите трансформатори 110kV/Ср.Н. с такива, с по-голяма мощност.

Предвижда се, преносната мрежа 220 kV да не се развива повече, за сметка на мрежи 400 kV и 110 kV. В дългосрочен план се обмисля реконструкция на някои вътрешни електропроводи 220 kV и прилежащите им подстанции и преминаването им към ниво 400 kV по направления, които са приоритетни за страната, след редуциране на производството от ТЕЦ в Маришкия басейн.

Въпреки големите очаквания към ФЕЦ и ВяЕЦ, променливият им първичен ресурс и технологичните им несъвършенства не позволяват, те да заместят пълноценно конвенционалните генериращи модули. Основните им недостатъци са:

- не предоставят първично регулиране (честотно-зависим режим за промяна на активната мощност);
- не предоставят автоматично вторично регулиране (участие в регулирането на честотата и обменните мощности на българската ЕЕС, посредством дистанционно управление на активната мощност от SCADA/EMS в ЦДУ);
- не предоставят ръчно вторично регулиране (участие в балансирането на ЕЕС посредством диспечерско управление на активната мощност от ЦДУ и ТДУ);
- не участват в централизираното регулиране на напреженията (заради променливия първичен енергоносител и ограничените възможности на конверторите);
- не участват в потискане колебанията на активната мощност (нямат системни стабилизатори);
- не участват в свръхпреходния ток на късо съединение и намаляват динамичната устойчивост на ЕЕС. Възможно е да се монтират към ВЕИ допълнителни устройства с батерии за синтетичен свръхпреходен ток, които към момента са скъпи и с ниска ефективност;
- не участват в инерцията на системата и намаляват нейната устойчивост и реакция при бързо изменение на честотата. Възможно е да се монтират към ВЕИ допълнителни устройства с батерии за синтетична инерция, които към момента са скъпи и с ниска ефективност;
- пречат на изпълнението на Плана за възстановяване след разпадане на ЕЕС. При възстановяване на системата чрез формиране на енергийни коридори от стартови ВЕЦ към основни ТЕЦ, работещите ФЕЦ и ВяЕЦ ще възпрепятстват натрупването на баластен товар;
- имат ниска часова използваемост. ФЕЦ не участват в покриването на зимните максимални товари;
- значителното развитие на електропреносната мрежа за осигуряване на възможност за присъединяването им ще увеличи технологичните загуби за ЕСО двукратно и трикратно;
- в световен мащаб не е решен проблема с утилизацията на слънчевите панели и вятърните генератори, след изчерпването на техния експлоатационен ресурс.

Системите за Съхранение на Енергия чрез Батерии (ССЕБ) и водородните инсталации, към които също има големи очаквания, притежават съществени технологични несъвършенства (висока себестойност, ниска ефективност, кратък експлоатационен ресурс и висока пожароопасност), които ги правят неконкурентно способни, спрямо класическите ПАВЕЦ.

#### **6.6. Предложения от ЕРП, за развитие на електропреносната мрежа по райони**

Във връзка с изготвянето на настоящия 10-годишен план, в ЕСО са получени писма от ЕРП с предложения за изграждане или разширяване на обекти.

##### **ЕРП Север АД**

ЕРП Север предлагат повишаване на трансформаторните мощности в п/ст 110/20kV Попово, Старо Оряхово, Дряново, Търговище 1 и Полски Тръмбеш, заради присъединяването на нови ВЕИ.

ЕСО е взел под внимание направеното предложение. При възникване на опасност от недостиг на трансформаторна мощност в дадена подстанция 110kV/Ср.Н, поради присъединяване на нова ВЕИ генерация, ЕСО своевременно предписва подмяна на съществуващите трансформатори с нови, с по-висока номинална мощност и съоръжения първична и вторична

комутация, в съответствие с номиналната мощност на новите силови трансформатори. Необходимите финансови средства се обезпечават на пропорционален принцип, спрямо присъединяваната нова генерация.

Както е посочено по-горе, поради динамичното развитие на ВЕИ сектора, необходимото развитие на елементите от преносната мрежа, свързано с присъединяването на нови ВЕИ, не се определя на годишна база, заради сроковете, предвидени в Наредба №6, ЗЕВИ и ЗУТ.

### ЕР Юг ЕАД

ЕР Юг предлагат изграждане на следните нови подстанции 110/20kV:

Име	Мощност, MW	Начин на присъединяване	Искана година	Пояснение на ЕСО
<b>Обзор</b>	24.4	ЕП 110kV Емона и Влас	2023	Въвежда се в експлоатация през 2023г.
<b>Поморие</b>	33	Разкъсване на ЕП 110kV Ахелой	2025	Има договор за присъединяване и идеен проект
<b>Бургас център</b>	Не е посочена	С кабели 110kV към п/ст Индустрия и п/ст Славейков	От 2013г. насам	На Ср.Н. са присъединени 22 извода. Има положително писмо през 2019г. от ЕСО. Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
<b>Бургас запад</b>	30	С кабел 110kV към п/ст Славейков	2028	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
<b>Марица</b>	50	С кабели 110kV към п/ст Евмолпия и п/ст Прослав	2025	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване. Товарите могат да се присъединят и в п/ст Прослав
<b>Баните</b>	15	Разкъсване на ЕП 110kV Манастир	2026	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
<b>Царацово</b>	49MW товар и 38.5MW ВЕИ	Към ЕП 110kV Строево	2026	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
<b>Стралджа</b>	Разширение	Към ЕП 110kV Палаузово и Мараш	2023	ЕСО предвижда подмяна на трансформаторите. Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване. Възможно е изграждане на нова подстанция в района

## ЕРМ ЗАПАД ЕАД

Нови подстанции, поискани от ЕРМ Запад:

Име	Мощност, MW	Начин на присъединяване	Искана година	Пояснение на ЕСО
<b>Чепинци</b>	32.5	Разкъсване на ЕП 110kV Металургична - Курило	От 2019г. насам	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване.
<b>Казичене</b>	20	Изграждане на уредба 20kV в п/ст Казичене	От 2021г. насам	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване. Затруднен ще е подхода с въздушни линии 20kV към подстанцията, заради пресичането на ж.п. линията. Възможно е да се разгледа разширение на п/ст Верила, която не е на ЕСО

## 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]	2023 г.		2032 г.	
		I <sup>3</sup> [kA]	I <sup>1</sup> [kA]	I <sup>3</sup> [kA]	I <sup>1</sup> [kA]
АЕЦ „КОЗЛОДУЙ“	110	16.88	19.54	17.17	19.82
	220	22.05	24.56	22.26	24.74
	400	32.32	34.73	32.72	35.04
П/ст „АЛЕКО“	110	28.68	28.13	27.87	27.26
	220	19.94	16.77	19.93	16.71
П/ст „АРПЕЗОС“	110	11.94	9.21	11.63	9.06
П/ст „БАЛКАН“	110	17.12	18.09	17.32	18.24
	220	10.61	9.65	10.64	9.68
П/ст „БАЛЧИК“	110	9.14	6.33	8.95	6.19
П/ст „БАНСКО“	110	9.39	7.29	10.81	7.94
П/ст „БЛАГОЕВГРАД“	110	19.15	21.42	21.24	23.66
	400	15.52	10.63	19.09	14.22
П/ст „БОЙЧИНОВЦИ“	110	14.30	15.65	14.63	15.95
	220	9.64	8.91	9.76	8.99
П/ст „БОНОНИЯ“	110	4.66	4.58	4.40	4.40
П/ст „БРУСАРЦИ“	110	7.51	6.27	7.61	6.33
П/ст „БУРГАС“	110	20.95	23.39	24.41	27.71
	400	16.10	12.77	16.72	13.86
П/ст „ВАРНА“	220	15.84	18.78	20.39	24.89
	400	17.65	15.02	18.70	16.24
В/ст „ВЕТРЕН“	400	14.78	13.21	18.69	16.22
ПАВЕЦ „БЕЛМЕКЕН“	220	10.69	10.30	10.88	10.44
ВЕЦ „ВЪЧА 1“	110	12.33	11.00	14.95	12.94
ВЕЦ „ДЕВИН“	110	11.24	12.13	13.02	13.57
	220	7.11	6.70	7.39	6.89
ВЕЦ „ИВАЙЛОВГРАД“	110	7.39	5.76	7.36	5.78
ВЕЦ „КЪРДЖАЛИ“	110	10.52	8.24	10.31	8.15
ВЕЦ „МОМИНА КЛИСУРА“	110	12.99	8.85	13.02	8.86
ПАВЕЦ „ОРФЕЙ“	220	10.93	10.19	11.06	10.27
ВЕЦ „ПЕЩЕРА“	220	10.76	8.20	10.76	8.19
ВЕЦ „СТУДЕН КЛАДЕНЕЦ“	110	12.27	8.54	11.47	8.20
ВЕЦ „ТЕШЕЛ“	220	6.34	5.87	6.53	6.00
ПАВЕЦ „ЧАИРА“	400	12.78	11.44	15.43	13.28

П/ст „ГОРНА ОРЯХОВИЦА“	110	23.24	23.95	24.62	25.22
	220	17.04	14.45	17.13	14.85
П/ст „Г. ТОШЕВО“	110	5.73	3.45	10.83	5.41
П/ст „ГЪЛЪБОВО“	110	19.49	14.90	18.87	14.66
П/ст „ДОБРИЧ“	110	12.36	5.85	17.14	9.69
П/ст „ДОБРУДЖА“	110	39.73	44.11	40.37	44.31
	220	16.99	17.78	20.85	21.56
	400	16.97	14.42	17.81	15.24
П/ст „ЕЛХОВО“	110	7.93	5.00	7.84	4.98
П/ст „ЗЛАТИЦА“	110	24.63	29.34	25.58	30.19
	400	13.36	10.96	13.95	11.40
П/ст „К. ГАНЧЕВ“	110	17.03	13.38	16.47	12.91
П/ст „КАВАРНА“	110	15.96	12.67	16.44	12.85
П/ст „КАЗИЧЕНЕ“	110	34.87	33.91	33.02	32.86
	220	26.60	22.60	28.76	25.40
П/ст „КАРНОБАТ“	110	14.32	13.18	14.52	13.34
	220	8.16	6.44	8.26	6.50
П/ст „КУРИЛО“	110	26.19	20.73	38.86	29.45
П/ст „ЛАУТА“	110	23.76	16.90	25.01	17.38
П/ст „МАДАРА“	110	16.03	17.45	16.96	18.25
	220	11.77	10.75	12.94	11.47
П/ст „МЕЗДРА“	110	15.06	9.14	17.20	10.58
П/ст „МЕТАЛУРГИЧНА“	110	26.40	30.19	36.21	38.82
	400	21.10	18.74	21.99	19.34
П/ст „МАРИЦА ИЗТОК“	110	35.12	36.48	33.17	35.07
	220	38.26	37.44	37.87	37.51
	400	27.71	26.09	31.98	29.60
П/ст „МИЗИЯ“	110	22.79	24.65	23.00	24.97
	220	23.14	24.18	23.31	24.87
	400	23.25	19.88	23.82	20.07
П/ст „МОДЕРНО ПРЕДГРАДИЕ“	110	21.60	14.53	26.75	21.24
П/ст „ОБРАЗЦОВ ЧИФЛИК“	110	14.27	16.19	13.61	15.08
	220	6.41	6.34	7.78	7.32
П/ст „ПЛЕВЕН 1“	110	20.39	21.48	20.92	22.03
	220	13.97	12.34	14.03	12.45
П/ст „ПЛОВДИВ“	110	33.10	35.81	36.18	39.41
	220	14.34	11.88	14.37	11.95
	400	16.07	12.89	23.26	18.55
П/ст „ПОБЕДА“	110	12.50	8.96	13.56	9.50
П/ст „РАЗГРАД“	110	9.23	6.77	9.70	7.04
П/ст „СЕПТЕМВРИЙЦИ“	110	21.91	16.96	17.94	10.51
П/ст „СТАРА ЗАГОРА“	110	20.19	18.06	19.25	17.44
	220	8.73	6.88	8.53	6.80

П/ст „СТОЛНИК“	110	27.98	29.68	29.47	30.81
	220	27.69	27.97	28.62	28.78
	400	21.51	19.60	22.22	20.10
П/ст „СОФИЯ ЗАПАД“	110	24.93	27.08	27.30	29.19
	400	28.91	22.81	29.57	23.36
П/ст „СОФИЯ ЮГ“	110	27.86	27.48	33.39	33.85
	220	21.51	17.51	23.66	20.60
П/ст „ТВЪРДИЦА“	110	12.76	12.60	12.19	12.20
	220	10.80	8.39	10.57	8.32
ТЕЦ „БОБОВ ДОЛ“	110	22.70	24.37	19.93	19.29
	220	17.55	17.73	22.99	22.74
	400	37.01	34.67	22.25	17.16
ТЕЦ „ВАРНА“	110	13.53	12.35	37.40	35.32
	220	19.50	15.63	16.75	16.47
ТЕЦ „МАРИЦА 3“	110	20.92	21.97	16.48	14.27
ТЕЦ „МАРИЦА ИЗТОК 2“	110	35.47	26.98	20.06	21.71
	220	16.38	14.47	32.23	26.69
	400	38.63	36.13	17.05	14.90
ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 3“	220	27.83	25.58	38.46	36.30
	400	21.52	15.89	30.90	27.88
ТЕЦ „ПЛОВДИВ“	110	20.59	20.12	22.12	15.68
ТЕЦ СОФИЯ	110	11.60	9.15	27.12	24.48
	220	28.24	24.45	12.09	9.41
ТЕЦ СОФИЯ ИЗТОК	110	12.44	11.87	33.72	27.18
П/ст „УЗУНДЖОВО“	110	8.19	6.41	11.97	11.58
	220	21.25	15.02	8.08	6.36
П/ст „ФИЛИПОВО“	110	28.64	24.62	21.89	14.93
П/ст „ХРИСТО БОТЕВ“	110	25.05	19.00	30.97	26.18
П/ст „ХРИСТО СМИРНЕНСКИ“	110	22.80	24.35	27.11	19.91
П/ст „ЦАРЕВЕЦ“	110	9.61	7.57	24.46	26.11
	400	17.33	13.86	13.35	10.13
П/ст „ЧЕРВЕН БРЯГ“	110	27.86	29.45	18.26	14.59
П/ст „ЧЕРВЕНА МОГИЛА“	110	24.89	18.44	27.84	29.60
	400	16.09	15.41	26.46	20.40
П/ст „ЧУДОМИР“	110	8.52	7.22	15.77	15.20
	220	11.92	8.15	8.48	7.20
П/ст „ШАБЛА“	110	13.27	9.60	13.98	9.56
П/ст „ЯМБОЛ“	110	16.88	19.54	12.07	8.72

Моделът на ЕЕС, използван за изчисление на токовете на късо съединение за 2023 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 2032 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.

### **8.2. Развитие на АСДУ**

Развитието на автоматизираната система за диспечерско управление (АСДУ) е свързано с модернизация на изградените SCADA/EMS, телемеханични, телекомуникационни и запазващи 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.

#### 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. Като се използват пълноценно възможностите на новата телекомуникационна мрежа, ще бъдат разширени функциите по резервиране на телеинформацията между отделните диспечерски центрове с цел повишаване на надеждността на системата в случаи на бедствия и аварии.

#### 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.

### Модернизация и развитие на системите за резервирано захранване на апаратура за АСДУ:

Резервираното захранване осигурява работа на телекомуникациите и телемеханиката с възможност за диспечерско управление на ЕЕС в случаи на аварии и при ремонтни схеми и развитието му се планира в изпълнение на изискванията в „План за възстановяване на ЕЕС на България след тежки аварии“.

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.

## **9. Развитие на релейните защиты**

### **9.1. 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.

### **9.2. 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 подмяната на този тип защиты със съвременни цифрови защиты да завърши до края на 2028 г.

## 10. Оценка на необходимите инвестиции за реализация на предложения план

№ по ред	НАИМЕНОВАНИЕ НА ОБЕКТА	Година на започване и завършване на СМР	Усвоено към 31.12.2022 г.		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
			Сметна стойност	(млн. лв.)										
	<b>ИИП на ЕСО ЕАД ЗА 2023 – 2032 г.</b>		<b>2,010,211</b>	<b>117,980</b>	<b>179,484</b>	<b>232,150</b>	<b>207,070</b>	<b>207,432</b>	<b>182,756</b>	<b>184,215</b>	<b>182,665</b>	<b>183,035</b>	<b>184,695</b>	<b>185,890</b>
	<b>Финансирани със собствени средства в т. ч.:</b>		<b>2,004,740</b>	<b>117,980</b>	<b>179,484</b>	<b>232,150</b>	<b>207,070</b>	<b>207,432</b>	<b>182,756</b>	<b>184,215</b>	<b>182,665</b>	<b>183,035</b>	<b>184,695</b>	<b>185,890</b>
	-Обекти/части от обекти без външно финансиране		2,004,740	117,980	179,484	232,150	207,070	207,432	182,756	184,215	182,665	183,035	184,695	185,890
	-Финансирани със соб. ср-ва по старателният/оруги													
	-Очаквано финансиране по старателният/оруги													
	<b>Финансирани с привлечени средства</b>													
<b>I</b>	<b>ЕЛЕКТРОПРОВОДИ - ОБЩО, в т.ч.</b>		<b>1,108,251</b>	<b>13,952</b>	<b>46,771</b>	<b>50,894</b>	<b>30,627</b>	<b>77,120</b>	<b>130,544</b>	<b>136,060</b>	<b>149,600</b>	<b>145,700</b>	<b>162,500</b>	<b>166,900</b>
	<b>Финансирани със собствени средства в т. ч.:</b>		<b>1,108,251</b>	<b>13,952</b>	<b>46,771</b>	<b>50,894</b>	<b>30,627</b>	<b>77,120</b>	<b>130,544</b>	<b>136,060</b>	<b>149,600</b>	<b>145,700</b>	<b>162,500</b>	<b>166,900</b>
	-Обекти/части от обекти без външно финансиране		1,108,251	13,952	46,771	50,894	30,627	77,120	130,544	136,060	149,600	145,700	162,500	166,900
	-Финансирани със соб. ср-ва по старателният/оруги													
	-Очаквано финансиране по старателният/оруги													
	<b>Финансирани с привлечени средства</b>													
<b>II</b>	<b>ПОДСТАНЦИИ - ОБЩО, в т.ч.</b>		<b>772,701</b>	<b>83,489</b>	<b>109,894</b>	<b>162,771</b>	<b>169,173</b>	<b>120,419</b>	<b>42,065</b>	<b>37,190</b>	<b>20,050</b>	<b>27,650</b>	<b>13,100</b>	<b>4,000</b>
	<b>Финансирани със собствени средства в т. ч.:</b>		<b>772,701</b>	<b>83,489</b>	<b>109,894</b>	<b>162,771</b>	<b>169,173</b>	<b>120,419</b>	<b>42,065</b>	<b>37,190</b>	<b>20,050</b>	<b>27,650</b>	<b>13,100</b>	<b>4,000</b>
	-Обекти/части от обекти без външно финансиране		772,701	83,489	109,894	162,771	169,173	120,419	42,065	37,190	20,050	27,650	13,100	4,000
	-Финансирани със соб. ср-ва по старателният/оруги													
	-Очаквано финансиране по старателният/оруги													
	<b>Финансирани с привлечени средства</b>													
<b>III</b>	<b>ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НА ВЕИ</b>		<b>65,780</b>	<b>14</b>	<b>11,036</b>	<b>23,280</b>	<b>20,340</b>	<b>8,320</b>						
<b>IV</b>	<b>МЕРЕНЕ</b>		<b>5,471</b>	<b>901</b>	<b>1,040</b>	<b>180</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>1,030</b>	<b>530</b>	<b>730</b>	<b>920</b>	<b>50</b>
<b>V</b>	<b>СДУ - ОБЩО, в т.ч.</b>		<b>35,881</b>	<b>5,185</b>	<b>6,097</b>	<b>10,875</b>	<b>3,504</b>	<b>5,127</b>	<b>1,517</b>	<b>1,285</b>	<b>1,185</b>	<b>1,105</b>	<b>1,675</b>	<b>5,140</b>
	<b>Финансирани със собствени средства в т. ч.:</b>		<b>35,881</b>	<b>5,185</b>	<b>6,097</b>	<b>10,875</b>	<b>3,504</b>	<b>5,127</b>	<b>1,517</b>	<b>1,285</b>	<b>1,185</b>	<b>1,105</b>	<b>1,675</b>	<b>5,140</b>
	-Обекти/части от обекти без външно финансиране		35,881	5,185	6,097	10,875	3,504	5,127	1,517	1,285	1,185	1,105	1,675	5,140
	-Финансирани със соб. ср-ва по старателният/оруги													
	-Очаквано финансиране по старателният/оруги													
	<b>Финансирани с привлечени средства</b>													
<b>VI</b>	<b>СГРАДИ</b>		<b>3,500</b>	<b>400</b>			<b>500</b>				<b>2,600</b>			
<b>VII</b>	<b>ТРАНСПОРТ</b>		<b>27,234</b>	<b>5,170</b>	<b>5,364</b>	<b>3,100</b>	<b>2,500</b>	<b>3,000</b>	<b>3,000</b>	<b>2,000</b>	<b>2,000</b>	<b>1,100</b>	<b>1,000</b>	<b>3,000</b>
<b>VIII</b>	<b>ИНФОРМАЦИОННИ ТЕХНОЛОГИИ - ОБЩО, в т.ч.</b>		<b>41,349</b>	<b>8,251</b>	<b>8,098</b>	<b>4,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>4,000</b>	<b>5,000</b>	<b>5,000</b>	<b>5,000</b>	<b>5,000</b>	<b>5,000</b>
	<b>Финансирани със собствени средства в т. ч.:</b>		<b>41,349</b>	<b>8,251</b>	<b>8,098</b>	<b>4,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>4,000</b>	<b>5,000</b>	<b>5,000</b>	<b>5,000</b>	<b>5,000</b>	<b>5,000</b>
	-Обекти/части от обекти без външно финансиране		41,349	8,251	8,098	4,000	1,000	1,000	4,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
	-Финансирани със соб. ср-ва по старателният/оруги													
	-Очаквано финансиране по старателният/оруги													
	<b>Финансирани с привлечени средства</b>													
<b>IX</b>	<b>ДРУГИ АКТИВИ</b>		<b>10,354</b>	<b>632</b>	<b>2,220</b>	<b>330</b>	<b>236</b>	<b>236</b>	<b>1,600</b>	<b>1,650</b>	<b>1,700</b>	<b>1,750</b>	<b>500</b>	<b>1,800</b>

Забележка: В оценката на необходимите инвестиции не се включват планираните инвестиционни разходи за присъединяване на ВЕИ.

## 11. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Към настоящия момент се счита, че до 2032 г., брутното електропотребление в страната няма да надвиши **43 474 GWh**.
2. Очакваният абсолютен максимален електрически товар на България през 2032 г. е **7877 MW**, а максималния товар за среден работен ден е **7150 MW**.
3. Делът на енергията от ВЕИ, от брутното електропотребление през 2032 г. се очаква да достигне до 30%. Провеждането на мерки за енергийна ефективност, в комбинация с изграждане на нови ВЕИ, би подпомогнало за осъществяването на националните индикативни цели.
4. Изпълнението на посоченото в плана развитие на електропреносната мрежа за периода 2023-2032 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 даде възможност за подобряване на условията за работа на ВЕИ парковите модули при условие, че се запази работата на блоковете в големите конвенционални електроцентрали. Работните напрежения ще могат да бъдат регулирани в допустимите граници с наличните технически средства, при всички режими на работа на ЕЕС.
6. Присъединяването на големи паркови модули от ВЕИ, чиято сумарна мощност надхвърля работещите конвенционални генериращи мощности, значителното развитие на електропреносната мрежа заради присъединяването на тези ВЕИ и редуцирането на електропроизводството от големите блокове на кондензационните централи, ще намали енергийната ефективност на електропреносната мрежа, ще повиши значително технологичните разходи и ще намали сигурността и оперативността в ЕЕС на страната. Инерцията и устойчивостта на системата ще достигнат критично ниски нива, предразполагащи появата на нискочестотни колебания на активната мощност и възникване на каскадни аварии. Работните напрежения ще се регулират трудно в допустимите граници. При такъв състав на генериращите мощности, ще възникне необходимост от въвеждане на допълнителни средства за регулиране на напрежението и за отдаване на синтетичен инерционен момент. Тези проблеми ще се наблюдават и в останалите страни от ENTSO-E, чието приоритетно електропроизводство ще е от ВЕИ паркови модули, съчетани със системи за съхранение на енергия чрез батерии или електролиза.

## 12. 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-11852/16.11.2022	ЕСО-11852#1/12.01.2023
"Електроразпределение Север" АД	ЕСО-11849/16.11.2022	ЕСО-11849#1/06.01.2023
"ЕРМ Запад" ЕАД	ЕСО-11848/16.11.2022	ЕСО-11848#1/13.01.2023
"Електроразпределение Златни Пясъци" АД	ЕСО-11847/16.11.2023	ЕСО-11847#1/08.12.2022
<b>НЕК ЕАД</b>		
	ЕСО-11846/16.11.2022	ЕСО-11846#1/29.12.2022
<b>"АЕЦ Козлодуй" ЕАД</b>		
	ЕСО-11786/16.11.2022	
<b>Кондензационни централи</b>		
"Ей и Ес -3С Марица Изток 1" ЕООД	ЕСО-11808/16.11.2022	ЕСО-11808#1/11.01.2023
"ТЕЦ Марица Изток 2" ЕАД	ЕСО-11807/16.11.2022	ЕСО-11807#1/24.11.2022
"КонтурГлобал Марица Изток 3" АД	ЕСО-11809/16.11.2022	ЕСО-11809#1/21.12.2022
"ТЕЦ Бобов дол" АД	ЕСО-11805/16.11.2022	
"ТЕЦ Марица 3" АД	ЕСО-11806/16.11.2022	
"Топлофикация Русе" АД	ЕСО-11810/16.11.2022	ЕСО-11810#1/18.01.2023
"ТЕЦ Варна" ЕАД	ЕСО-11804/16.11.2022	
<b>Топлофикационни централи</b>		
"Топлофикация - Плевен" ЕАД	ЕСО-11802/16.11.2022	ЕСО-11802#1/28.11.2022
"Топлофикация Бургас" АД	ЕСО-11787/16.11.2022	
"Веолия Енерджи Варна" ЕАД	ЕСО-11788/16.11.2022	ЕСО-11788#1/2.12.2022
"Топлофикация Враца" ЕАД	ЕСО-11784/16.11.2022	ЕСО-11784#1/12.01.2023
"Топлофикация София" ЕАД	ЕСО-11790/16.11.2022	ЕСО-11790#1/29.12.2022
"Топлофикация - Перник" АД	ЕСО-11795/16.11.2022	ЕСО-11795#1/13.01.2023
"Топлофикация Разград" ЕАД	ЕСО-11798/16.11.2022	ЕСО-11798#1/19.12.2022
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	ЕСО-11796/16.11.2022	ЕСО-11796#1/18.01.2023
"Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов" ЕАД	ЕСО-11793/16.11.2022	ЕСО-11793#1/5.01.2023
"Топлофикация Велико Търново" АД	ЕСО-11803/16.11.2022	ЕСО-11803#1/17.01.2023
"Топлофикация - Габрово" ЕАД	ЕСО-11799/16.11.2022	
<b>Заводски централи</b>		
"Брикел" ЕАД	ЕСО-11814/16.11.2022	
"Биовет" АД	ЕСО-11813/16.11.2022	
"Неохим" АД	ЕСО-11819/16.11.2022	
"Когрийн" ООД	ЕСО-11817/16.11.2022	
"Лукойл Нефтохим Бургас" АД	ЕСО-11818/16.11.2022	ЕСО-11818#1/18.01.2023
"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД	ЕСО-11820/16.11.2022	ЕСО-11820#1/16.1.2023
"Аурубис България" АД	ЕСО-11812/16.11.2022	ЕСО-11812#1/30.11.2022
"Солвей Соди" АД	ЕСО-11811/16.11.2022	
"Топлофикация Петрич" ЕАД	ЕСО-11816/16.11.2022	ЕСО-11816#1/12.12.2022
<b>ВЯЕЦ</b>		
"МЕТ Суворово Уинд Парк" ЕАД	ЕСО-11843/16.11.2022	
<b>ВЕЦ</b>		
"Енерго-Про България" ЕАД	ЕСО-11845/16.11.2022	
<b>Асоциации, Министерства</b>		
Министерство на финансите	ЕСО-11840/16.11.2022	ЕСО-11840#1/5.12.2022
Агенция за устойчиво енергийно развитие	ЕСО-11841/16.11.2022	ЕСО-11841#1/12.01.2023
Съюз на производителите на екологична енергия-BG	ЕСО-11844/16.11.2022	
Асоциация на производителите на екологична енергия	ЕСО-11839/16.11.2022	
Българска фотоволтаична асоциация	ЕСО-11842/16.11.2022	
Българска ветроенергийна асоциация	ЕСО-11838/16.11.2022	ЕСО-11838#1/16.01.2023
АЕЦ Козлодуй - нови мощности	ЕСО-11868/17.11.2022	ЕСО-11786#1/16.01.2023

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