

**Междинен съкратен консолидиран финансов отчет
към 30 юни 2025 г.**

Електроенергиен Системен Оператор ЕАД

**ДОКЛАД ЗА ПРЕГЛЕД НА МЕЖДИННА ФИНАНСОВА ИНФОРМАЦИЯ
ДО ЕДНОЛИЧНИЯ АКЦИОНЕР НА
„ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД**

Доклад относно междинен съкратен консолидиран финансов отчет

Ние извършихме преглед на приложения междинен съкратен консолидиран финансов отчет на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД („ЕСО“ ЕАД) и неговите дъщерни предприятия („Групата), състоящ се от междинен съкратен консолидиран отчет за финансовото състояние към 30 юни 2025 г. и свързаните с него междинен съкратен консолидиран отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, междинния съкратен консолидиран отчет за промените в собствения капитал и междинния съкратен консолидиран отчет за паричните потоци за периода, завършил на тази дата, както и пояснителните бележки към финансовия отчет, съдържащи съществена информация за счетоводната политика и друга пояснителна информация.

Отговорност на ръководството за междинния съкратен консолидиран финансов отчет

Ръководството носи отговорност за изготвянето и достоверното представяне на този междинен съкратен консолидиран финансов отчет в съответствие с МСФО счетоводни стандарти, приети от Европейския съюз (ЕС) и българското законодателство и за такава система на вътрешен контрол, каквато ръководството определи, че е необходима, за изготвянето на финансови отчети, които не съдържат съществени отклонения, независимо дали те се дължат на измама или на грешка.

Отговорност на одитора

Нашата отговорност се свежда до изразяване на заключение относно приложения междинен съкратен консолидиран финансов отчет. Ние проведохме нашия преглед в съответствие с Международен стандарт за ангажименти за преглед 2410 “Преглед на междинна финансова информация, извършен от независимия одитор на предприятието” (МСАП 2410).

МСАП 2410 изисква ние да достигнем до заключение относно това дали ни е станало известно нещо, което да ни накара да считаме, че междинният съкратен консолидиран финансов отчет, взет като цяло, не е изготвен във всички съществени аспекти в съответствие с приложимата обща рамка за финансово отчитане. Този стандарт изисква също така ние да спазим приложимите етични изисквания.

Прегледът на междинната финансова информация се състои от отправяне на проучващи запитвания, главно към лицата, отговорни за финансовите и счетоводни въпроси, както и от прилагане на аналитични и други процедури за преглед. Прегледът е значително по-малък по обхват от одита, проведен в съответствие с Международните одиторски стандарти и

hlb.bg

HLB Bulgaria, София 1309, бул. Константин Величков 149-151

ТЕЛ: +359 2 920 22 01

ФАКС: +359 2 920 36 65

E-MAIL: office@hlb.bg

следователно не ни дава възможност да придобием степен на сигурност, че бихме узнали всички съществени въпроси, които би могло да бъдат идентифицирани при един одит. Съответно, ние не изразяваме одиторско мнение, относно този междинен съкратен консолидиран финансов отчет.

Заключение

Въз основа на извършения от нас преглед, удостоверяваме, че не ни е станало известно нищо, което да ни накара да считаме, че този междинен съкратен консолидиран финансов отчет не представя достоверно, във всички съществени аспекти, финансовото състояние на дружеството „ЕСО“ ЕАД към 30 юни 2025 г. и финансовите резултати от дейността и паричните му потоци за периода, завършила на тази дата, в съответствие с МСФО счетоводни стандарти, приети от Европейския съюз (ЕС) и българското законодателство.

Одиторско дружество

„ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ“ ООД

Регистрационен номер 017

Наталия Владимирова

Прокурист

Димитрина Стоянова

Регистриран одитор, отговорен за прегледа

Регистрационен номер 0880

20 август 2025 г.

hlb.bg

HLB Bulgaria, София 1309, бул. Константин Величков 149-151

ТЕЛ: +359 2 920 22 01

ФАКС: +359 2 920 36 65

E-MAIL: office@hlb.bg

Съдържание

Междинен съкратен консолидиран отчет за финансовото състояние към 30 юни 2025 г.	2
Междинен съкратен консолидиран отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход към 30 юни 2025 г.	4
Междинен съкратен консолидиран отчет за промените в собствения капитал към 30 юни 2025 г.	6
Междинен съкратен консолидиран отчет за паричните потоци към 30 юни 2025 г.	8

Междинен съкратен консолидиран отчет за финансовото състояние към 30 юни 2025 г.

<i>В хиляди лева</i>	Бележка	30 юни 2025 г.	31 декември 2024 г.
Нетекущи активи			
Имоти, машини, съоръжения и оборудване	10	3,463,445	3,415,607
Нематериални активи	11	14,435	12,291
Активи по отсрочени данъци	27	36,372	35,482
Инвестиции в съвместни, асоциирани и други предприятия	12	6,170	5,078
Обща сума на нетекущите активи		3,520,422	3,468,458
Текущи активи			
Материални запаси		60,270	47,760
Търговски и други вземания	13	113,400	135,306
Други вземания	14	210	1,064
Вземания от свързани лица	31	21,617	37,360
ПС спец. предназначение регл. 943 2019	15	766,006	707,367
Пари и парични еквиваленти	15	99,264	87,578
Обща сума на текущи активи		1,060,767	1,016,435
Общо активи		4,581,189	4,484,893

Бележките на страници 10 до 53 са неразделна част от този финансов отчет.

Финансовият отчет е одобрен за издаване от Управителен съвет на 20.08.2025 г. и от Надзорен съвет на ЕСО на 20.08.2025 г.

Ангелин Цачев
Изпълнителен Директор

Розелина Костова
Главен Счетоводител

Одиторско дружество
„ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ” ООД
Рег. № 017
Наталия Владимирова
Прокурист

Димитрина Стоянова
Регистриран одитор, отговорен за прегледа
Рег. №0880

Дата на издаване на одиторски доклад: 20.08.2025 г.

Междинен съкратен консолидиран отчет за финансовото състояние към 30 юни 2025 г. (продължение)

<i>В хиляди лева</i>	Бележка	30 юни 2025 г.	31 декември 2024 г.
Капитал и резерви			
Акционерен капитал	16	336,574	336,574
Преоценъчен резерв	16	2,147,162	2,147,162
Резерви	16	34,100	34,100
Резерв от преоценки по план.с дефинирани доходи	16	(20,392)	(18,781)
Допълнителни резерви ф."Специален"	16	19,106	19,106
Неразпределена печалба / (загуба)	16	170,974	170,155
Финансов резултат от текущ период	16	134,140	266,003
Обща сума на капитал и резерви		<u>2,821,664</u>	<u>2,954,319</u>
Пасиви			
Нетекущи пасиви			
Отсрочени приходи	17	785,705	727,161
Пасиви по отсрочени данъци	27	203,567	204,730
Задължения за обезщетение при пенсиониране	30	24,669	22,777
Отсрочено финансиране	18	296,143	287,386
Обща сума на нетекущи пасиви		<u>1,310,084</u>	<u>1,242,054</u>
Текущи пасиви			
Задължения към свързани предприятия	31	170,593	34,393
Търговски задължения	19	85,395	92,824
Други задължения	20	134,393	105,492
Задължения за данъци	26	14,812	11,937
Разчети за национален допълнителен данък		5,573	5,573
Задължения за обезщетения при пенсиониране	30	3,869	4,126
Отсрочени финансиране	18	9,927	10,416
Отсрочени приходи	17	17,797	16,155
Провизии	32	7,082	7,604
Обща сума на текущи пасиви		<u>449,441</u>	<u>288,520</u>
Общо пасиви		<u>1,759,525</u>	<u>1,530,574</u>
Общо капитал и пасиви		<u>4,581,189</u>	<u>4,484,893</u>

Бележките на страници 10 до 53 са неразделна част от този финансов отчет.

Финансовият отчет е одобрен за издаване от Управителен съвет на 20.08.2025 г. и от Надзорен съвет на ЕСО на 20.08.2025 г.

Ангелин Цачев
Изпълнителен Директор

Розелина Костова
Главен Счетоводител

Одиторско дружество
„ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ” ООД
Рег. № 017
Наталия Владимирова
Прокурис

Димитрина Стоянова
Регистриран одитор, отговорен за прегледа
Рег. №0880

Дата на издаване на одиторски доклад: 20.08.2025 г.

Междинен съкратен консолидиран отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход към 30 юни 2025 г.

<i>В хиляди лева</i>	Бележка	30 юни 2025 г.	30 юни 2024 г.
Приходи от продажби	21	645,264	569,427
Други приходи от дейността	22	100,054	44,839
Други приходи от реинтеграция МСФО 9		124	401
Всичко приходи		745,442	614,667
Коректив за разходи за придобиване на машини, имоти съоръжения и оборудване		16,992	27,838
Разходи за електрическа енергия на балансиращ пазар		(223,739)	(156,438)
Технологични разходи по преноса		(94,837)	(63,789)
Разходи за закупена разполагаемост		(64,016)	(27,236)
Разходи за материали	23	(13,981)	(24,176)
Разходи за външни услуги	24	(33,295)	(28,941)
Разходи за ИТС механизъм		(744)	(9,522)
Разходи за такси по търгове ФПП - ЈАО		(567)	(602)
Разходи за амортизации		(60,618)	(55,877)
Разходи за възнаграждения на наети лица		(60,904)	(62,018)
Разходи за социално осигуряване и надбавки		(44,545)	(43,876)
Разходи за фонд СЕС	25	(17,119)	(15,655)
Други разходи	25	(3,903)	(2,957)
Разходи за обезценка на финансови активи	25	(874)	(1,280)
Промени в салдата на незавършено производство		260	(737)
Себестойност на продадените текущи активи		(54)	(20)
Печалба от оперативна дейност		143,498	149,381
Дял от печалбата в асоциирани и съвместноконтролирани предприятия		1,042	780
Финансови приходи		5,142	2,356
Финансови разходи		(551)	(567)
Нетни финансови приходи/(разходи)		5,633	2,569
Печалба преди данъци		149,131	151,950
Приходи/(разходи) за данъци	27	(14,991)	(15,204)
Нетна печалба за периода		134,140	136,746

Междинен съкратен консолидиран отчет за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход към 30 юни 2025 г. (продължение)*В хиляди лева*

	Бележка	30 юни 2025 г.	30 юни 2024 г.
Печалба		134,140	136,746
Друг всеобхватен доход			
<i>Компоненти, които няма да бъдат впоследствие реклафицирани в печалбата или загубата:</i>			
Преоценки на задължение по план с дефинирани доходи		(1,791)	(3,935)
Данъчни ефекти, свързани с тези компоненти		180	393
Друг всеобхватен доход за периода, нетно от данъци		(1,611)	(3,542)
Общо всеобхватен доход за периода		132,529	133,204

*Бележките на страници 10 до 53 са неразделна част от този финансов отчет.**Финансовият отчет е одобрен за издаване от Управителен съвет на 20.08.2025 г. и от Надзорен съвет на ЕСО на 20.08.2025 г.*

Ангелин Цачев
Изпълнителен Директор

Розелина Костова
Главен Счетоводител

Одиторско дружество
„ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ” ООД
Рег. № 017
Наталия Владимирова
Прокурис

Димитрина Стоянова
Регистриран одитор, отговорен за прегледа
Рег. №0880

Дата на издаване на одиторски доклад: 20.08.2025 г.

Междинен съкратен консолидиран отчет за промените в собствения капитал към 30 юни 2025 г.

<i>В хиляди лева</i>	Акционерен капитал	Преоценъчни резерви	Резерви	Допълнителни резерви ф. "Специален"	Резерви по планове с дефинирани доходи	Неразпределена печалба/Непокрита загуба	Общо собствен капитал
Салдо на 1 януари 2025 г.	336,574	2,147,162	34,100	19,106	(18,781)	436,158	2,954,319
Разпределение на дивиденди	-	-	-	-	-	(132,592)	(132,592)
Разпределен, начислен, неизплатен дивидент	-	-	-	-	-	(132,592)	(132,592)
Сделки с едноличния акционер	-	-	-	-	-	(265,184)	(265,184)
Печалба за периода	-	-	-	-	-	134,140	134,140
Преоценки на нетния пасив по план с дефинирани доходи	-	-	-	-	(1,791)	-	(1,791)
Данък върху дохода, отнасящ се до компонентите на другия всеобхватен доход	-	-	-	-	180	-	180
Друг всеобхватен доход за периода, нетно от данъци	-	-	-	-	(1,611)	-	(1,611)
Общ всеобхватен доход за периода	-	-	-	-	(1,611)	134,140	132,529
Салдо на 30 юни 2025 г.	336,574	2,147,162	34,100	19,106	(20,392)	305,114	2,821,664

Бележките на страници 10 до 53 са неразделна част от този финансов отчет.

Финансовият отчет е одобрен за издаване от Управителен съвет на 20.08.2025 г. и от Надзорен съвет на ЕСО на 20.08.2025 г.

Ангелин Цачев
Изпълнителен Директор

Розелина Костова
Главен Счетоводител

Одиторско дружество
„ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ” ООД
Рег. № 017
Наталия Владимирова
Прокурисст

Димитрина Стоянова
Регистриран одитор, отговорен за прегледа
Рег. №0880

Дата на издаване на одиторски доклад: 20.08.2025 г.

Междинен съкратен консолидиран отчет за промените в собствения капитал към 30 юни 2025 г. (продължение)

<i>хиляди лева</i>	Акционерен капитал	Преоценъчни резерви	Резерви	Допълнителни резерви ф."Специален"	Резерви по планове с дефинирани доходи	Неразпределена печалба/Непокрита загуба	Общо собствен капитал
Салдо на 1 януари 2024 г.	336,574	1,855,608	30,595	19,106	(16,042)	293,823	2,519,664
Разпределение на дивиденди	-	-	-	-	-	(123,503)	(123,503)
Увеличение/(намаление) чрез прехвърляне на законови резерви	-	-	3,445	-	-	(3,445)	-
Други изменения в собствения капитал	-	-	-	-	-	(81)	(81)
Сделки с едноличния акционер	-	-	3,445	-	-	(127,029)	(123,584)
Печалба за периода	-	-	-	-	-	136,746	136,746
Преоценки на нетния пасив по план с дефинирани доходи	-	-	-	-	(3,935)	-	(3,935)
Данък върху дохода, отнасящ се до компонентите на другия всеобхватен доход	-	-	-	-	393	-	393
Друг всеобхватен доход за периода, нетно от данъци	-	-	-	-	(3,542)	-	(3,542)
Общ всеобхватен доход за периода	-	-	-	-	(3,542)	136,746	133,204
Салдо на 30 юни 2024 г.	336,574	1,855,608	34,040	19,106	(19,584)	303,540	2,529,284

Бележките на страници 10 до 53 са неразделна част от този финансов отчет.

Финансовият отчет е одобрен за издаване от Управителен съвет на 20.08.2025 г. и от Надзорен съвет на ЕСО на 20.08.2025 г.

Ангелин Цачев

Изпълнителен Директор

Одиторско дружество

„ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ” ООД

Рег. № 017

Наталия Владимирова

Прокурист

Дата на издаване на одиторски доклад: 20.08.2025 г.

Розелина Костова

Главен Счетоводител

Димитрина Стоянова

Регистриран одитор, отговорен за прегледа

Рег. №0880

Междинен съкратен консолидиран отчет за паричните потоци към 30 юни 2025 г.

<i>В хиляди лева</i>	Бележка	30 юни 2025 г.	30 юни 2024 г.
Парични потоци от оперативна дейност			
Парични постъпления от клиенти, в т.ч.:		909,123	756,289
<i>парични постъпления от свързани лица – група БЕХ</i>		71,183	44,967
<i>парични постъпления от свързани лица извън БЕХ</i>		24,007	4,967
Парични плащания на доставчици, в т.ч.:		(456,981)	(318,440)
<i>парични плащания към свързани лица – група БЕХ</i>		(116,411)	(123,234)
<i>парични плащания към свързани лица извън БЕХ</i>		(93,258)	(45,895)
Парични плащания на персонал		(114,599)	(109,271)
Плащания за корпоративен данък		(11,686)	(12,822)
Плащания за други данъци и такси		(59,371)	(68,911)
ПП от финансираня по международни проекти		14,040	13
Други парични потоци от основна дейност (нето)		(953)	(650)
Други финансови		(8)	(7)
Нетен паричен поток от оперативна дейност		<u>279,565</u>	<u>246,201</u>
Парични потоци от инвестиционна дейност			
Инвестиции в асоциирани предприятие		(50)	-
Закупуване на имоти, машини, съоръжения и оборудване		(81,995)	(93,993)
Получени лихви		6,130	2,354
Нетен паричен поток от инвестиционна дейност		<u>(75,915)</u>	<u>(91,639)</u>
Парични потоци от финансова дейност			
Изплатени дивиденди		(132,592)	(123,503)
Нетен паричен поток от финансова дейност		<u>(132,592)</u>	<u>(123,503)</u>
Нетна промяна в пари и парични еквиваленти			
Парични средства и еквиваленти в началото на годината		71,058	31,059
Парични средства и еквиваленти в началото на годината		797,607	672,069
Ефект от очаквани кредитни загуби		(3,395)	(2,347)
Парични средства и еквиваленти в края на периода	15	<u>865,270</u>	<u>700,781</u>
<i>В т.ч. ПС спец. Предназначение Регл. 943/2019</i>		<u>766,006</u>	<u>628,837</u>

Бележките на страници 10 до 53 са неразделна част от този финансов отчет.

Финансовият отчет е одобрен за издаване от Управителен съвет на 20.08.2025 г. и от Надзорен съвет на ЕСО на 20.08.2025 г.

Ангелин Цачев
Изпълнителен Директор

Розелина Костова
Главен Счетоводител

Одиторско дружество
„ЕЙЧ ЕЛ БИ БЪЛГАРИЯ” ООД
Рег. № 017
Наталия Владимирова
Прокурис

Димитрина Стоянова
Регистриран одитор, отговорен за прегледа
Рег. №0880

Дата на издаване на одиторски доклад: 20.08.2025

Бележки към междинния съкратен консолидиран финансов отчет

1. Статут и предмет на дейност	10
2. База за изготвяне	16
3. Съществена информация за политиката и промени през периода	17
4. Счетоводна политика	20
5. Функционална валута и валута на представяне	29
6. Използване на приблизителни оценки и преценки	29
7. База за консолидация	30
8. Управление на риска относно финансови инструменти	33
9. Значими събития и сделки през периода	34
10. Имоти, машини, съоръжения и оборудване	34
11. Нематериални активи	36
12. Инвестиции	36
13. Търговски вземания	38
14. Други вземания	39
15. Пари и парични еквиваленти	39
16. Капитал и резерви	40
17. Отсрочени приходи	41
18. Отсрочено финансиране	41
19. Търговски задължения	42
20. Други задължения	42
21. Приходи	42
22. Други приходи от дейността	43
23. Разходи за материали	43
24. Разходи за външни услуги	43
25. Други разходи	44
26. Задължения за данъци	44
27. Активи и пасиви по отсрочени данъци	44
28. Финансови инструменти	46
29. Условни задължения	46
30. Задължения за обезщетения при пенсиониране	47
31. Свързани лица	47
32. Провизии	53
33. Събития след датата на отчетния период	53

1. Статут и предмет на дейност

„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД и неговите дъщерни предприятия „ЕСО Инженеринг“ ЕООД, „ЕСО Проект“ ЕООД и ЕСО Чардж ЕАД („Групата“) извършват дейности, свързани с ремонта, поддръжката и инвестициите в електропреносната мрежа, изграждане, въвеждане в експлоатация, опериране и поддръжка на системи за зареждане с електрическа енергия и водород, системи за производство на водород, разработка на софтуерни продукти, проектантска и консултантска дейност.

Компанията-майка „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) е дружество, регистрирано в Търговския регистър при Агенцията по вписванията, ЕИК 175201304, със седалище и адрес на управление гр. София, район „Витоша“, бул. „Цар Борис III“ №201. Дружеството е учредено за неопределен срок. Регистрирано е по Закона за данък върху добавената стойност.

Едноличен собственик на капитала на компанията-майка е „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД), регистрирано в Търговския регистър при Агенцията по вписванията с ЕИК 831373560, чийто Принципал е българската държава, чрез публичен орган – Министерство на енергетиката. Правото на собственост от страна на държавата се упражнява от Министъра на енергетиката.

Органите на управление са: Общото събрание (едноличен собственик на капитала), Надзорен съвет и Управителен съвет. Правата на едноличния собственик на капитала се упражняват от Съвета на директорите на „БЕХ“ ЕАД.

„ЕСО“ ЕАД е публично предприятие по смисъла на Закона за публичните предприятия (ЗПП). Членовете на Надзорния съвет на независимия преносен оператор се избират след проведени конкурсни процедури в съответствие със ЗПП и Правилника по прилагането му. Надзорният съвет е в състав най-малко от петима членове за срок от 5 години, като за избора им се уведомява Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР). Най-малко една трета, но не повече от една втора от състава на Надзорния съвет следва да са независими членове, номинирани след конкурсна процедура от Агенцията за публичните предприятия и контрол, останалите членове се избират след проведена конкурсна процедура от едноличния собственик на капитала. Надзорният съвет на независимия преносен оператор приема решенията, които могат съществено да повлияят върху стойността на активите на оператора на преносна мрежа, включително решенията, свързани с одобряването на годишните финансови планове, нивото на задлъжнялост на оператора на преносна мрежа и обвързващи общото събрание на оператора решения, относно размера на дивидентите, които се разпределят между акционерите, избира и назначава отговорник по съответствието по смисъла на чл.81к, ал.2 от Закона за енергетиката, както и други въпроси, предоставени в неговата компетентност от закона или устава на „ЕСО“ ЕАД.

Управителният съвет на независимия преносен оператор е в състав от трима до деветима членове с петгодишен мандат. Членовете на Управителния съвет се избират и освобождават от Надзорния съвет, след проведена конкурсна процедура в съответствие с ЗПП и правилника по прилагането му. Решенията на Надзорния съвет за избор, както и информация за условията, които уреждат мандата, продължителността и прекратяването му се изпращат на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР). Управителният съвет взема решения, свързани с текущите дейности на оператора на електропреносната мрежа, управлението на мрежата и дейностите, необходими за изготвянето на 10-годишния план за развитие на мрежата, както и решава други въпроси, предоставени в негова компетентност от закона или устава на „ЕСО“ ЕАД.

Органи на управление:

Към 30.06.2025 г. Надзорният съвет /НС/ се състои от петима членове в състав:

1. Александър Александров Тричков – член на НС и Председател на НС;
2. Евден Тодоров Николов – член на НС и Заместник председател на НС;
3. Костадин Иванов Попов – член на НС
4. Пламен Георгиев Радонов – член на НС;
5. Илиян Николаев Скарлатов – член на НС

Към 30.06.2025 г. Управителният съвет /УС/ се състои от трима членове в състав, както следва:

1. Ангелин Николаев Цачев – Член на УС и Изпълнителен директор на ЕСО ЕАД;
2. Антон Пенков Славов – Член на УС и Председател на УС;
3. Пламен Веселинов Йорданов – Член на УС.

На основание чл.81 к, ал.2 от Закона за енергетиката и в съответствие с Устава на дружеството Надзорният съвет на ЕСО ЕАД избира отговорник по съответствието на дружеството. Отговорникът по съответствието на „ЕСО“ ЕАД е Григор Григоров.

Дружеството се управлява и представлява от Управителния съвет.

Непосредственото, ежедневно ръководство се осъществява от Изпълнителния директор, съобразно уредените от Устава на „ЕСО“ ЕАД негови компетенции.

„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД притежава 100% от капитала на „ЕСО Инженеринг“ ЕООД, което е учредено на 18.02.2021 г.

„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД притежава 100% от капитала на „ЕСО Проект“ ЕООД, което е учредено на 26.04.2022 г.

„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД притежава 100% от капитала на „ЕСО Чардж“ ЕАД, което е учредено на 29.03.2024 г.

Дъщерно дружество „ЕСО Инженеринг“ ЕООД е вписано в Търговския регистър и регистъра на юридическите лица с нестопанска цел към Агенция по вписванията на 18.02.2021 г. с ЕИК/ПИК 206401308 и адрес на управление гр. София, п. код 1404, бул. „Петко Ю. Тодоров“ № 24., на което „ЕСО“ ЕАД е едноличен собственик на капитала.

Съгласно решение на Управителния съвет с протокол № 34/31.07.2023 г. и решение на Надзорния съвет с протокол № 41/02.08.2023 г. е увеличен капитала на „ЕСО ИНЖЕНЕРИНГ“ ЕООД, по реда на чл. 193 от ТЗ, чрез непарична вноска /апорт/ на недвижимо и движимо имущество, собственост на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД („ЕСО“ ЕАД), ЕИК 175201304, едноличен собственик на капитала на „ЕСО ИНЖЕНЕРИНГ“ ЕООД, в размер на 3,957,937 (три милиона деветстотин петдесет и седем хиляди деветстотин тридесет и седем) лева, определен по реда на чл.72 от Търговския закон от три вещи лица назначени с Акт 20230214152040/15.02.2023 г.

Съгласно решение на Управителния съвет с протокол № 8/24.02.2025 г. и решение на Надзорния съвет с протокол № 13/26.02.2025 г. е увеличен капитала на „ЕСО ИНЖЕНЕРИНГ“ ЕООД, по реда на чл. 148, ал.1, т.2 от ТЗ, с 2,658,039 (два милиона шестстотин петдесет и осем хиляди тридесет и девет) лева, представляващи неразмразена печалба за 2022 г. и 2023 г. чрез записване на нови 2,658,039 (два милиона шестстотин петдесет и осем хиляди тридесет и девет) дяла, с номинална стойност 1 (един) лев, изцяло собственост на „ЕСО“ ЕАД. Увеличението на капитала е вписано в ТР на 24.03.2025 г.

Съгласно учредителния акт на „ЕСО Инженеринг“ ЕООД капиталът е в размер на 8,211,676 лева, разпределен в 8,211,676 (осем милиона двеста и единадесет хиляди шестстотин седемдесет и шест) дяла с номинална стойност от 1 (един) лев всеки.

Капиталът на дружеството е изцяло записан и внесен, както следва:

- 500,000 (словом: петстотин хиляди) лева - парична вноска.
- 1,095,700 (един млн деветдесет и пет хиляди и седемстотин) лева - от неразмразена печалба за 2021 г.
- 3,957,937 (три милиона деветстотин петдесет и седем хиляди деветстотин тридесет и седем) – непарична вноска (апорт) – 2023 г.
- 2,658,039 (два милиона шестстотин петдесет и осем хиляди тридесет и девет) лева, представляващи неразмразена печалба за 2022 г. и 2023 г.

Предметът на дейност на ЕСО Инженеринг е строителство, търговско представителство и посредничество, вътрешна и външна търговия, покупка и продажба на недвижими имоти, транспортна и спедиторска дейност, както и всяка друга търговска дейност, която не е изрично забранена със закон.

Основна дейност на дружеството е изпълнение на дейностите свързани с автоматизацията на подстанциите на „ЕСО“ ЕАД и дистанционното им управление от опорен пункт.

Друга основна роля е участие в плана за дигитализация, ремонтните и инвестиционни дейности с изпълнение на строително-монтажни работи по въвеждане в експлоатация на комутационна апаратура, изграждане на вторична комутация, реконструкции и др. необходими за осъществяване на функционална свързаност на подстанциите и изпълнение на програмите, консултантска дейност, проектно управление.

На 26.04.2022 г. в Търговския регистър към Агенция по вписванията е вписано еднолично дружество с ограничена отговорност с фирма „ЕСО Проект“ ЕООД, ЕИК 206914677, със седалище и адрес на управление гр. София, п. код 1404, бул. „Петко Ю. Тодоров“ № 24., на което ЕСО ЕАД е едноличен собственик на капитала.

Съгласно решение на Управителния съвет с протокол № 10/12.03.2025 г. и решение на Надзорния съвет с протокол № 15/12.03.2025 г. е увеличен капитала на „ЕСО Проект“ ЕООД, по реда на чл. 148, ал.1, т.2 от ТЗ, с 1,230,100 (един милион двеста и тридесет хиляди и сто) лева, представляващи неразпределена печалба за 2023 г. чрез записване на нови 12,301 (дванадесет хиляди триста и един) дяла, с номинална стойност 100 (сто) лева, изцяло собственост на „ЕСО“ ЕАД. Увеличението на капитала е вписано в ТР на 26.03.2025 г.

Съгласно учредителния акт на ЕСО Проект капиталът е в размер на 1,480,100 лева, разпределен в 14,801 (четиринадесет хиляди осемстотин и един) дяла с номинална стойност от 100 (сто) лева всеки.

Капиталът на дружеството е изцяло записан и внесен, както следва:

- 250,000 (словом: двеста и петдесет хиляди) лева - парична вноска.
- 1,230,100 (един милион двеста и тридесет хиляди и сто) лева, представляващи неразпределена печалба за 2023 г.

Предметът на дейност на „ЕСО Проект“ ЕООД е проектиране на енергийни обекти, в това число изготвяне на технически и идейни проекти по реда на ЗУТ, консултантска дейност, както и всяка друга търговска дейност, която не е забранена със закон.

Друга основна роля е участие в плана за дигитализация, изпълнение на проектиране, авторски надзор по време на строителство.

На 29.03.2024 г. в Търговския регистър към Агенция по вписванията е вписано еднолично акционерно дружество „ЕСО ЧАРДЖ“ ЕАД, ЕИК 207774922, със седалище и адрес на управление гр. София, п. код 1404, бул. „Петко Ю. Тодоров“ № 24., на което ЕСО ЕАД е едноличен собственик на капитала.

С решение на Управителния съвет на „ЕСО“ ЕАД по т. 8 от Протокол № 11/11.03.2024 г., одобрено с решение на Надзорния съвет по т.4 от Протокол № 13/13.03.2024 г. и решение по т.1 от Протокол № 29-2024 /22.03.2024 г. на Съвета на директорите на „Български енергиен холдинг“ ЕАД е взето решение за учредяване на еднолично акционерно дружество с наименование „ЕСО ЧАРДЖ“ с капитал в размер на 1 000 000 (един милион) лева разделен на 10 000 (десет хиляди) броя обикновени поименни акции с право на глас и с номинална стойност в размер на 100 (сто) лева всяка. Капиталът на дружеството е изцяло собственост на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, ЕИК 175201304.

Дружеството има следния предмет на дейност: Изграждане, въвеждане в експлоатация, опериране и поддръжка на системи за зареждане с електрическа енергия и водород, системи за производство на водород, разработка на софтуерни продукти, проектантска и консултантска дейност, както и всяка друга дейност, незабранена от законите на Република България. Всяка дейност, за която се изисква особен лиценз и/или разрешение, ще бъде осъществявана само след надлежното получаване на такъв лиценз / разрешение.

Предмет на дейност

Съгласно изискванията на ЗЕ, „ЕСО“ ЕАД е собственик на активите, свързани с дейността по пренос на електрическа енергия, включително на преносната мрежа, има собствена идентичност, отделно седалище, персонал и ползва самостоятелно необходимото му оборудване и правни, счетоводни и информационни услуги. „ЕСО“ ЕАД разполага с всички човешки, технически, физически и финансови ресурси, необходими за извършване на дейността по пренос на електрическа енергия. Дружеството има право да взема решения, независимо от вертикално интегрираното предприятие по отношение на активи, необходими за функционирането, поддръжката или развитието на преносната мрежа, както и правомощия да предлага обвързващи общото събрание решения, относно набиране на средства на капиталовия пазар чрез заем или увеличаване на капитала.

С протокол № 71-2013 година Съветът на директорите на „БЕХ“ ЕАД, в качеството му на едноличен собственик на капитала на „НЕК“ ЕАД и „ЕСО“ ЕАД взема решение за преобразуване чрез отделяне от „НЕК“ ЕАД на част от имуществото му, представляващо съвкупност от правата и задълженията му, свързани с дейността „пренос на електрическа енергия“ и преминаването му към „ЕСО“ ЕАД в качеството му на приемащо дружество.

С решение № Р-205 от 18.12.2013 година ДКЕВР (сега КЕВР):

1. Разрешава на „НЕК“ ЕАД преобразуване чрез отделяне от „НЕК“ ЕАД на част от имуществото му, представляващо съвкупност от правата и задълженията му, свързани с дейността „пренос на електрическа енергия“ и преминаването му към „ЕСО“ ЕАД в качеството му на приемащо дружество;
2. Прекратява лицензия №Л-147-04/17.12.2004 година за дейността „пренос на електрическа енергия“, издадена на „НЕК“ ЕАД;
3. Издава на „ЕСО“ ЕАД лицензия №Л-419-04/18.12.2013 година за извършване на дейността „пренос на електрическа енергия“ за срок от 35 години;
4. Прекратява лицензия №Л-221-17/28.12.2006 година за дейността „управление на електроенергийната система“, издадена на „ЕСО“ ЕАД.

Решението на ДКЕВР е съобразено със ЗЕ, който въвежда изискванията на Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година, относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия за отделяне на независим преносен оператор, който да е собственик на електропреносната мрежа и да извършва дейността „пренос на електрическа енергия“. Така са осигурени предпоставки за спазване на целите и принципите на ЗЕ за качествено и сигурно задоволяване потребностите на обществото от електрическа енергия при гарантиране защитата на живота и здравето на гражданите, собствеността, околната среда, сигурността на доставките, интересите на потребителите и националните интереси и създаването и развитието на конкурентен и финансово стабилен енергиен пазар.

През 2015 г. приключи успешно откритото производство от 2014 г. по сертифициране на „ЕСО“ ЕАД като независим оператор на електропреносната мрежа, представляващо стратегическа цел за дейността на дружеството. С Решение С-7/05.11.2015 г. на КЕВР на основание чл. 10, пар. 1 и 2 от Директива 2009/72/ЕО на Европейския Парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО, чл. 21, ал. 1, т. 27, чл. 81а, ал. 6 от ЗЕ, както и чл. 96, ал. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, се определя като независим преносен оператор на електропреносната система на РБ ЕСО ЕАД. Издаден е сертификат на „ЕСО“ ЕАД за независимост на оператора на електропреносната мрежа.

Органите на управление на компанията-майка са: Общото събрание (едноличен собственик на капитала), Надзорен съвет и Управителен съвет. Правата на едноличния собственик на капитала се упражняват от Съвета на директорите на „БЕХ“ ЕАД.

Основните дейности съгласно притежаваната от ЕСО ЕАД лицензия №Л-419-04/18.12.2013 г. са:

- **пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа**

Дейността по пренос включва дейности по експлоатация, поддръжка, управление и развитие на електропреносната мрежа и осигурява непрекъснатост, надеждност и ефективност на преноса и транзитирането на електрическа енергия. Дейността по пренос на електрическа енергия е всеобщо предлагана услуга, която се управлява от електроенергийния системен оператор.

- **управление на електроенергийната система (ЕЕС)**

Дейностите по управление на ЕЕС включват единно оперативно координиране и управление, както и контрола на режима на работа на ЕЕС; управление (диспечирание) на преноса и трансформирането на електрическа енергия; поддържане на баланс между производството, потреблението и междусистемния обмен на електрическа енергия; осъществяване съвместна работа на електроенергийната система с електроенергийните системи на другите страни в съответствие с международни договори; предоставяне на равнопоставен достъп на ползвателите на мрежата за пренос на електрическа енергия; осигуряване на нормативно регламентирани допълнителни услуги, чрез провеждане на тръжни процедури.

- **администриране на сделки с електрическа енергия и пазара на балансираща енергия**

Дейността включва поддържане на регистри на лицата, сключили сделки на пазара на електрическа енергия; поддържане на регистри на сключените договори на лицата, участващи на пазара на електрическа енергия; приемане, подреждане в приоритетни списъци по цена и технологични критерии и активиране на предложения и заявки за покупко/продажба на балансираща енергия; прилагане на методика за изчисляване и определяне на цени на балансираща енергия за всеки период на сетълмент; контрол върху финансовата обезпеченост на сделките с балансираща енергия.

- **измерване на електрическа енергия**

Дейността включва осигуряване и монтиране за сметка на „ЕСО“ ЕАД на средствата за търговско измерване за всяко присъединяване на клиенти и производители на електрическа енергия към мрежата; поддръжка, отчитане, контрол и подмяна на средствата за търговско измерване на електрическа енергия; създаване, поддържане и администриране на база данни за всички търговски участници, присъединени към електропреносната мрежа.

Основни пазарни сегменти:

Пазарните сегменти, които влияят върху годишните резултати на „ЕСО“ ЕАД са:

- Пазар на електрическа енергия;
- Пазар на балансираща енергия;
- Пазар на допълнителни услуги;
- Пазар за предоставяне на преносна способност за търговски обмени;
- Пазарни обединения между две съседни тръжни зони.

Преглед на състоянието на пазара на електрическа енергия

„ЕСО“ ЕАД играе водеща роля в либерализация на електроенергийния пазар в България и в изпълнението на изискванията на европейските регламенти, уреждащи създаването на общ европейски пазар. Пазарът на електрическа енергия включва дългосрочни и краткосрочни сделки за покупка и продажба на енергия чрез сделки, сключени двустранно или на платформите на „БНЕБ“ ЕАД.

През първата половина на 2025 г. „ЕСО“ ЕАД продължи успешното администриране на пазара на всички сделки с електрическа енергия, като се провеждат дневни търгове за разполагаемост за допълнителни услуги

– резерв за първично регулиране на честотата и резерв за автоматично и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности за всеки следващ ден.

На 10 февруари 2025 г. „ЕСО“ успешно се присъедини към платформата PICASSO и стана първият електропреносен оператор в Югоизточна Европа, свързан с европейската балансираща платформа. Европейската платформа е фокусирана върху трансграничен обмен на балансираща енергия от активирани резерви за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR). В международния проект PICASSO участват 26 оператора на преносни системи, част от европейската асоциация на преносните оператори ENTSO-E. Платформата PICASSO осигурява общи правила при активирането на балансираща енергия от автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности за всички свързани оператори на преносни системи.

Една от ключовите промени, която настъпи след присъединяването към платформата, е методът на ценообразуване на балансиращата енергия при активиране на услугата автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR). Платформата събира и поддържа, според предложената цена, всички налични предложения за балансираща енергия от aFRR и изготвя общ приоритетен списък (CMOL). Работата на европейската балансираща платформа оптимизира в рамките на трансграничния обмен активирането на балансираща енергия между отделните контролни блокове в синхронната зона на Континентална Европа, като се вземат предвид наличните преносни способности.

С успешното свързване към платформата PICASSO Електроенергийният системен оператор на България изпълнява законовите си задължения, произтичащи от член 21 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на Европейската Комисия от 23 ноември 2017 г. относно установяване на насоки за електроенергийното балансиране.

След присъединяване на гръцкия преносен оператор към PICASSO, от м. април 2025 г. започна реален трансграничен обмен на балансираща енергия между България и Гърция, като цените на гръцките доставчици на балансиращи услуги вече се отразяват при прилагането на Методиката за определяне на цените на балансиращата енергия.

През първата половина на 2025 г. стартира единадесетата година, през която се отчитат данни за работата на балансиращия пазар в изцяло пазарни условия. Доставчик на балансиращи услуги може да бъде всеки производствен диспечирен блок (централа), диспечирен потребяващ обект, диспечирано съоръжение за съхранение на електрическа енергия или агрегатор, изпълнили техническите изисквания на „ЕСО“ ЕАД. Разходите за разполагаемост за допълнителни услуги се възстановяват чрез цената за достъп, а разходите за предоставената енергия за регулиране нагоре и регулиране надолу от доставчиците на балансиращи услуги, са ценообразуващ елемент при определяне на цените за енергиен недостиг и енергиен излишък на балансиращия пазар.

„ЕСО“ ЕАД поддържа баланса между производството и потреблението, сигурността и качеството на доставките в ЕЕС, като ползва балансиращата енергия, предоставена както от регистрираните доставчици на балансиращи услуги в България, така и предоставените количества на общоевропейската платформа за активиране на резерви от автоматично вторично регулиране PICASSO, от страна на гръцкия преносен оператор. Във връзка с препоръките на Европейската комисия „ЕСО“ ЕАД измени Правила за провеждане на тръжни процедури за закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности и намали прагът за участие на кандидатите от 5 MW на 1 MW.

Регистрация на търговските участници

В края първото полугодие на 2025 г. със статус „активен“ са регистрирани 63 стандартни балансиращи групи, 16 специални в т.ч. 1 координатор на затворена електроразпределителна мрежа и 7 комбинирани балансиращи групи, като от 01.07.2025 г. и във връзка със законодателни промени в Закона за енергетиката (обн., ДВ, бр. 44 от 30.05.2025 г.) се отменя ролята на „координатор на комбинирана балансираща група“.

Ползвателите на електропреносната мрежа към 30.06.2025 г. са 262. Крайните клиенти в специалната балансираща група на „НЕК“ ЕАД, в ролята му на Доставчик от последна инстанция (ДПИ), са 15.

По данни за първото полугодие на 2025 г. в мрежата на електроразпределителните дружества делът на консумацията при ДПИ и на свободния пазар от общата консумация в електрическа мрежа са както следва:

Дружества	до юни 2025 г.	
	ДПИ	Свободен пазар
Електроразпределителни мрежи Запад	4,08%	42,8%
Електроразпределение Север	4,5%	38,3%
Електроразпределение Юг	2,67%	43,2%

За първата половина на 2025 г. продажбите на големите производители по регистрирани графици се увеличават с 15,53% спрямо първата половина на 2024 г. както следва:

№	Производител на електрическа енергия	Януари – Юни 2024 г., MWh	Януари – Юни 2025 г., MWh	Изменение %
1	АЕЦ Козлодуй ЕАД	7 444 362.20	7 560 268.23	1.56%
2	ТЕЦ ЕЙ и ЕС ЗС Марица Изток 1 ЕООД	744 555.82	1 605 809.45	115.67%
3	ТЕЦ Марица Изток 2 ЕАД	1 558 601.00	2 250 945.43	44.42%
4	ТЕЦ КонтурГлобал Марица Изток 3 ЕАД	574 950.74	333 150.75	-42.06%
5	ТЕЦ Марица 3 ЕАД	30 789.00	80 707.00	162.13%
6	ТЕЦ Бобов дол ЕАД	728 110.00	924 229.90	26.94%
7	Топлофикация Русе бл. 4	-	-	0.00%
8	ТЕЦ ВАРНА	-	-	0.00%
9	СУМА ФЕЦ присъединени към ЕПМ	1 134 369.15	1 462 756.02	28.95%
10	СУМА ВяЕЦ присъединени към ЕПМ	369 337.71	322 056.20	-12.80%

- *балансираща енергия*

През първата половина на 2025 г. активираната енергия в контролната зона на България, за регулиране нагоре е 75 170 MWh спрямо 99 675 MWh през първата половина на 2024 г., като намалението е с 24,58%. От общото количество активирана енергия за регулиране нагоре, активираната енергия от участие в първично и автоматично вторично регулиране нагоре е 61 421 MWh, а от участие в ръчно вторично регулиране нагоре е 13 749 MWh.

Енергията за регулиране надолу, активирана в контролната зона на България е 92 608 MWh, спрямо 119 387 MWh за първата половина на 2024 г., което е намаление с 22,43 %. От общото количество енергия за регулиране надолу, активираната енергия от участие в първично и автоматично вторично регулиране надолу е 48 150 MWh, а от участие в ръчно вторично регулиране надолу е 44 458 MWh.

През първата половина на 2025 г. общият енергиен недостиг в страната е в размер на 751 279 MWh, спрямо 551 423 MWh за първата половина на 2024 г., което е увеличение с 36,24 %. Общият енергиен излишък през първата половина на 2025 г. е 824 118 MWh, спрямо 742 419 MWh през първата половина на 2024 г., като увеличението е с 11,00%.

2. База за изготвяне

Този междинен съкратен консолидиран финансов отчет е изготвен в съответствие с МСС 34 „Междинно финансово отчитане”, приет от ЕС. Той не съдържа цялата информация, която се изисква за изготвяне на пълни годишни финансови отчети съгласно МСФО счетоводни стандарти, приети от Европейския съюз (ЕС) и следва да се чете заедно с годишния финансов отчет на Дружеството към предходен период, изготвен в съответствие с МСФО счетоводни стандарти, приети от Европейския съюз (ЕС) разработени и публикувани от Съвета по международни счетоводни стандарти (СМСС) и приети от Европейския съюз (ЕС).

Консолидираният финансов отчет е съставен в български лева, което е функционалната валута на Групата. Всички суми са представени в хиляди лева (хил. лв.) (включително сравнителната информация за 2024 г.), освен ако не е посочено друго.

Този междинен съкратен отчет е консолидиран. Компанията-майка изготвя междинен съкратен консолидиран финансов отчет, приключващ на 30.06.2025 г., в съответствие с Международните стандарти за финансово отчитане (МСФО), разработени и публикувани от Съвета по международни счетоводни стандарти (СМСС) и приети от Европейския съюз (ЕС). В него инвестициите в дъщерни предприятия са отчетени и оповестени в съответствие с МСФО 10 „Консолидирани финансови отчети“.

„ЕСО“ ЕАД отчита инвестиция по метода на собствения капитал в „Булгартел“ АД, която е придобита през 2017 г., инвестиция по метода на собствения капитал в „Оператор Загоре“ АД, придобита през 2025 г. и инвестиция в Southeast Electricity Network Coordination Center (“SEleNe CC”) със седалище в Солун, Гърция, учредено на 22 май 2020 г.

Междинният съкратен консолидиран финансов отчет е съставен при спазване на принципа на действащо предприятие.

Консолидираният финансов отчет е одобрен за издаване от Управителния съвет на 20 август 2025 г. и от Надзорния съвет на ЕСО ЕАД на 20 август 2025 г.

3. Съществена информация за политиката и промени през периода

3.1. Нови стандарти, влезли в сила от 1 януари 2025 г.

Дружеството е приело следните нови стандарти, изменения и разяснения към МСФО, издадени от Съвета по международни счетоводни стандарти и одобрени от ЕС, които са уместни и в сила за финансовите отчети на Дружеството за годишния период, започващ на 1 януари 2025 г., но нямат значително влияние върху финансовите резултати или позиции на Дружеството:

- **Изменения в МСС 21 Ефекти от промените в обменните курсове: Липса на конвертируемост, в сила от 1 януари 2025 г., приети от ЕС**

Измененията в МСС 21 включват:

- уточняване кога една валута може да бъде обменена в друга валута и кога не. Една валута може да бъде обменена, когато предприятието е в състояние да обмени тази валута за другата валута чрез пазари или механизми за обмен, които създават изпълними права и задължения без неоправдано забавяне към датата на оценяване и за определена цел. Една валута не може да бъде обменена в друга валута, ако дружеството може да получи само незначителна сума от другата валута;
- изискване как предприятието да определи обменния курс, който се прилага, когато дадена валута не може да бъде обменена. Когато дадена валута не може да бъде обменена към датата на оценяване, предприятието оценява спот обменния курс като курс, който би се приложил при редовна сделка между пазарни участници към датата на оценяване и който би отразил вярно преобладаващите икономически условия.
- изискване за оповестяване на допълнителна информация, когато валутата не е конвертируема. Когато валутата не е конвертируема, дружеството оповестява информация, която би позволила на потребителите на неговите финансови отчети да преценят как липсата на конвертируемост на валутата влияе или се очаква да повлияе на неговите финансови резултати, финансово състояние и парични потоци.

3.2. Стандарти, изменения и разяснения, които все още не са влезли в сила и не се прилагат от по-ранна дата от Дружеството

Дружеството очаква приемането на тези нови стандарти, изменения на съществуващи стандарти да не окаже съществен ефект върху финансовия отчет в периода на първоначалното им прилагане, с изключение на МСФО 18, който се очаква да повлияе на представянето и оповестяването на информация във финансовия отчет. Дружеството е в процес на анализиране на специфичния ефект на МСФО 18 върху финансовия отчет.

- **Изменения в МСФО 9 и МСФО 7 Промени в класификацията и оценката на финансовите инструменти, в сила от 1 януари 2026 г., все още не са приети от ЕС**

Измененията в МСФО 9 и МСФО 7 включват:

- Отписване на финансов пасив, уреден чрез електронен превод: Измененията в насоките за прилагане на МСФО 9 позволяват финансов пасив (или част от него), който ще бъде уреден с парични средства чрез система за електронни плащания, да се счита за погасен преди датата на уреждане, ако са изпълнени определени критерии. От дружество, което избере да приложи опцията за отписване, ще се изисква да я приложи към всички уреждания, извършени чрез една и съща електронна платежна система.
- Класификация на финансови активи:
 - предоставят се насоки за това как предприятието може да прецени дали договорните парични потоци на финансов актив съответстват на основно споразумение за предоставяне на заем. Измененията добавят примери за финансови активи, които имат или нямат договорни парични потоци, които представляват единствено плащания на главница и лихва върху неизплатената сума на главницата.
 - подобрява се описанието на термина "без право на регресен иск". Съгласно измененията, финансов актив има характеристики на такъв „без право на регресен иск“, ако крайното право на предприятието да получи парични потоци е договорно ограничено до паричните потоци, генерирани от определени активи.
 - разясняват се характеристиките на договорно свързаните инструменти, които ги отличават от други сделки. Измененията също така отбелязват, че не всички сделки с множество дългови инструменти отговарят на критериите за сделки с множество договорно свързани инструменти и дават пример. Позоваването на инструментите в основната група може да включва финансови инструменти, които не са в обхвата на изискванията за класификация.
- Оповестявания:
 - променят се оповестяванията, свързани с инвестиции в капиталови инструменти, отчитани по справедлива стойност през друг всеобхватен доход. По-специално, от предприятието ще се изисква да оповести печалбата или загубата по справедлива стойност, представена в друг всеобхватен доход през периода, като покаже отделно печалбата или загубата по справедлива стойност, която се отнася до инвестиции, отписани през периода, и печалбата или загубата по справедлива стойност, която се отнася до инвестиции, държани в края на периода.
 - измененията изискват оповестяване на договорни условия, които биха могли да променят времето или сумата на договорните парични потоци при настъпване (или ненастъпване) на условно събитие, което не е пряко свързано с промени в основните кредитни рискове и разходи. Изискванията се прилагат за всеки клас финансов актив, оценяван по амортизирана стойност или по справедлива стойност през друг всеобхватен доход, и за всеки клас финансов пасив, оценяван по амортизирана стойност.
- Измененията включват и изменения на МСФО 19 Дъщерни предприятия без публична отчетност: които ограничават изискванията за оповестяване на отговарящи на условията дъщерни предприятия.
- **МСФО 18 Представяне и оповестяване във финансовите отчети, в сила от 1 януари 2027 г., все още не е приет от ЕС**

МСФО 18 има за цел да подобри начина, по който дружествата представят информация в своите финансови отчети, като се фокусира върху информацията за финансовите резултати в отчета за печалбата или загубата. Променят се частично и изискванията в МСС 7 Отчет за паричните потоци. МСФО 18 заменя МСС 1

Представяне на финансови отчети. Изискванията, описани в МСС 1, които не са променени, са прехвърлени към МСФО 18 и други стандарти. Въпреки че МСФО 18 няма да засегне начина, по който дружествата оценяват финансовите резултати, той ще засегне начина, по който дружествата представят и оповестяват финансовите резултати. МСФО 18 има за цел да подобри финансовото отчитане чрез:

- изискване за допълнителни дефинирани междинни сборове в отчета за печалбата или загубата;
 - изискване на оповестявания за определени от ръководството показатели за ефективност;
 - добавяне на нови принципи за групиране на информацията, както и изисквания дали информацията трябва да се съдържа в основните финансови отчети или в пояснителните приложения.
- **МСФО 19 Дъщерни дружества без публична отчетност: Оповестявания, в сила от 1 януари 2027 г., все още не е приет от ЕС**

Дружеството може да избере да прилага МСФО 19 в своите консолидирани, индивидуални или самостоятелни финансови отчети, ако и само ако в края на отчетния период:

- то е дъщерно предприятие;
- няма задължение за публична отчетност; и
- то има крайно или междинно предприятие майка, което изготвя консолидирани финансови отчети на разположение за публично ползване, които са в съответствие със счетоводните стандарти на МСФО.

Предприятието има задължение за публична отчетност, ако неговите дългови или капиталови инструменти се търгуват на публичен пазар или то е в процес на емитиране на такива инструменти за търгуване на публичен пазар (местна или чуждестранна фондова борса или извънборсов пазар, включително местни и регионални пазари); или то държи активи в качеството на довереник на широка група външни лица като една от основните си дейности (например банки, кредитни съюзи, застрахователни дружества, брокери/търговци на ценни книжа, взаимни фондове и инвестиционни банки често отговарят на този критерий).

Предприятието, което прилага МСФО 19, прилага изискванията на другите счетоводни стандарти на МСФО, с изключение на изискванията за оповестяване.

МСФО 19 въвежда следните изисквания за оповестяване:

- изискванията за оповестяване в други счетоводни стандарти, които остават приложими за предприятието, прилагащо МСФО 19, са посочени в МСФО 19;
 - ако предприятието, прилагащо МСФО 19, прилага МСФО 8 Оперативни сегменти, МСФО 17 Застрахователни договори или МСС 33 Доходи на акция, то е длъжно да приложи всички изисквания за оповестяване в тези стандарти;
 - нов или изменен счетоводен стандарт на МСФО може да включва изисквания за оповестяване относно преминаването на предприятието към този стандарт. Всяко освобождаване на предприятието, прилагащо МСФО 19, от изискванията за оповестяване относно преминаването на предприятието към този нов или изменен стандарт ще бъде посочено в новия или изменения счетоводен стандарт на МСФО;
 - ако информацията, произтичаща от оповестяването по МСФО 19 не е съществена, от предприятието не се изисква да предоставя конкретното оповестяване.
- **Изменения на МСФО 9 и МСФО 7 Договори, отнасящи се до електроенергия, зависима от природата, в сила от 1 януари 2026 г., все още не са приети от ЕС**

Измененията включват:

- изясняване на прилагането на изискванията за "собствено ползване". Изискванията за собствено ползване в МСФО 9 се изменят, за да се включат факторите, които предприятието трябва да вземе предвид при прилагането на параграф 2.4 от МСФО 9 към договори за покупка и приемане на доставка на електроенергия от възобновяеми източници, за които източникът на производство на електроенергия е зависим от природата; и

- изискванията за отчитане на хеджиране в МСФО 9 се изменят, за да се разреши на предприятието да използва договор за възобновяема електроенергия, зависеща от природата, с определени характеристики като хеджиращ инструмент:
- да определи променлив обем от прогнозни сделки с електроенергия като хеджирана позиция, ако са изпълнени определени критерии; и
- да оценява хеджираната позиция, като използва същите предположения за обема, използвани за хеджиращия инструмент.
- допълване на нови изисквания за оповестяване, които да позволят на инвеститорите да разберат ефекта от тези договори върху финансовите резултати и паричните потоци на дружеството.

4. Счетоводна политика

4.1. Общи положения

Най-съществената информация за счетоводна политика, прилагана при изготвянето на този консолидиран финансов отчет, са представени по-долу.

Консолидираният финансов отчет е изготвен при спазване на принципите за оценяване на всички видове активи, пасиви, приходи и разходи съгласно МСФО. Базите за оценка са оповестени подробно по-нататък в счетоводната политика към консолидирания финансов отчет.

Следва да се отбележи, че при изготвянето на представения консолидиран финансов отчет са използвани счетоводни оценки и допускания. Въпреки че те са базирани на информация, предоставена на ръководството към датата на изготвяне на консолидирания финансов отчет, реалните резултати могат да се различават от направените оценки и допускания.

4.2. База за консолидация

В междинният съкратен консолидиран финансов отчет на Групата са консолидирани финансовите отчети на компанията-майка – „ЕСО“ ЕАД и нейните дъщерни дружества – „ЕСО Инженеринг“ ЕООД, „ЕСО Проект“ ЕООД и „ЕСО Чардж“ ЕАД към 30 юни 2025 г.

Дъщерни предприятия са всички предприятия, които се намират под контрола на компанията-майка. Налице е контрол, когато компанията-майка е изложена на, или има права върху, променливата възвръщаемост от своето участие в предприятието, в което е инвестирано, и има възможност да окаже въздействие върху тази възвръщаемост посредством своите правомощия в предприятието.

Дъщерните предприятия имат отчетен период, приключващ към 30 юни 2025 г.

Всички вътрешногрупови сделки и салда се елиминират, включително нереализираните печалби и загуби от трансакции между дружества в Групата. Когато нереализираните загуби от вътрешногрупови продажби на активи се елиминират, съответните активи се тестват за обезценка от гледна точка на Групата. Сумите, представени във финансовите отчети на дъщерното предприятие са коригирани, където е необходимо, за да се осигури съответствие със счетоводната политика, прилагана от Групата.

Печалбите или загубите и другият всеобхватен доход от инвестиции на дъщерното предприятие, които са придобити или продадени през периода, се признават от датата на придобиването, или съответно до датата на продажбата им.

Ако Групата загуби контрол над дъщерното предприятие, всякаква инвестиция, задържана в бившето дъщерното предприятие, се признава по справедлива стойност към датата на загубата на контрол, като промяната в балансовата стойност се отразява в печалбите или загубите. Справедливата стойност на всяка инвестиция, задържана в бившето дъщерно предприятие към датата на загуба на контрол, се счита за справедлива стойност при първоначално признаване на финансов актив в съответствие с МСФО 9 „Финансови инструменти“ или където е уместно, за себестойност при първоначално признаване на инвестиция в асоциирано или съвместно контролирано предприятие. В допълнение всички суми, признати в друг

всеобхватен доход по отношение на това дъщерно предприятие, се отчитат на същата база, както би било необходимо, ако Групата директно се е освободила от съответните активи или пасиви (напр. рекласифицирани в печалбите или загубите или отнесени директно в неразпределената печалба съгласно изискванията на съответния МСФО).

Печалбите или загубите от отписването на инвестиция в дъщерно предприятие представлява разликата между:

- сумата от справедливата стойност на полученото възнаграждение и справедливата стойност на всяка задържана инвестиция в бившето дъщерно предприятие и
- балансовата сума на активите (включително репутация) и пасивите на дъщерното предприятие и всякакво неконтролиращо участие.

4.3. Инвестиция

Инвестиция в асоциирани и съвместно контролирани предприятия

Групата определя вида на съвместното предприятие, в което участва, на базата на правата и задълженията, които му дава споразумението за съвместната дейност.

Съвместно предприятие е договорно споразумение, по силата на което Групата и други независими страни се заемат със стопанска дейност, която подлежи на съвместен контрол и страните, притежаващи съвместен контрол върху предприятието, имат право на нетните активи на предприятието.

Асоциирани са тези предприятия, върху които Групата е в състояние да оказва значително влияние, но които не са нито дъщерни предприятия, нито съвместно контролирани предприятия.

Групата отчита своето дялово участие в асоциирани и съвместни предприятия по метода на собствения капитал.

Други инвестиции

От 2019 г. „ЕСО“ ЕАД е акционер в тържната кантора JAO S.A, която изпълнява ролята на Единна Платформа за Разпределение (ЕПР) на преносни способности съгласно Регламент 2016/1719 за установяване на насоки за предварително разпределяне на преносна способност. JAO S.A разпределя дългосрочните преносни способности (годишни и месечни) на всички граници между страните-членки на ЕС. Към 30.06.2025 г. балансовата стойност на инвестицията в капитала на JAO S.A е в размер на 507 хил. лв, което представлява 4 % от общия капитал на дружеството.

4.4. Приходи

(а) Приходи по договори с клиенти

Приходите по договори с клиенти на Дружеството включват:

- приходи от достъп до електропреносната мрежа;
- приходи от пренос на електрическа енергия по електропреносната мрежа;
- приходи от присъединявания към електропреносната мрежа;
- приходи от администриране на сделките с електрическа енергия;
- приходи от предоставяне на търговско право за пренос през трансграничните електропроводи, съгласно Регламент №2019/943 (стар №714/2009);
- приходи от междуоператорско компенсирание при взаимно използване на преносните мрежи;
- приходи от цена периметрично плащане (Турция);
- приходи от продажби на активи;
- приходи от наеми;
- приходи от продажби дейност „Инженеринг“
- приходи от продажби цех Пловдив
- приходи от продажби цех Плевен
- приходи от продажби дейност „Проектиране“
- приходи от други услуги;

Признаване

Признаването на приходи се извършва с цел да се отрази прехвърлянето на обещани стоки или услуги на клиенти и в размер, който отразява възнаграждението, на което Дружеството очаква да има право в замяна на тези стоки или услуги.

Дружеството признава приходи по договори с клиенти в съответствие и по реда на МСФО 15 Приходи от договори с клиенти, когато (или като) удовлетвори задължението за изпълнение съгласно условията на договора, като прехвърли обещаната стока или услуга на клиента. Даден актив (стока или услуга) е прехвърлен, когато (или като) клиентът получи контрол върху този актив.

Контролът включва способността за предотвратяване на това други дружества да ръководят използването на актива и получаването на ползи от него. Ползите от един актив са евентуалните парични потоци (постъпления или икономии на изходящи парични потоци), които могат да бъдат получени пряко или непряко по много начини, като например чрез:

- използването на актива за производството на стоки или предоставянето на услуги;
- използването на актива за повишаване на стойността на други активи;
- използването на актива за уреждане на пасиви или за намаляване на разходи;
- продажбата или замяната на актива;
- използването на актива като залог за обезпечаване на заем; както и
- задържането на актива.

Други приходи от дейността

Признаване и класификация

- Другите приходи на Дружеството не отговарят на критериите за отчитане по МСФО 15, тъй като представляват сделки или трансакции по които не може да бъде идентифициран клиент.
- Когато една трансакция или сделка не отговаря на критериите за отчитане по МСФО 15, приход следва да се признава, само ако Дружеството е получило пари или друга форма на входящ поток от икономически ползи, без да има насрещно задължение за изпълнение и ако този входящ поток от икономически ползи е невъзстановим.
- Другите приходи на Дружеството представляват :
 - приходи от реактивна енергия;
 - приходи от излишъци на активи;
 - приходи от глоби и неустойки;
 - приходи от отписване на задължения;
 - приходи от натрупващи се компенсиреми отпуски;
 - приходи от застрахователни обезщетения;
 - приходи от безвъзмездни средства

Финансови приходи

Финансови приходи в дружеството са от:

- лихви;
- положителни разлики от операции с чуждестранна валута, включително преоценка;
- възстановяване на загуба от обезценка на финансови активи, отчетена през текущ и предходен период.

Приходите от лихви се изчисляват, като се приложи ефективният лихвен процент към отчетната стойност на финансов актив, с изключение на финансовите активи, които впоследствие са обезценени. За обезценените финансови активи, ефективният лихвен процент се прилага към балансовата стойност на финансовия актив (след приспадане на натрупаната обезценка).

Приходи за бъдещи периоди

Класификация

- Приходите за бъдещи периоди биват:
 - краткосрочни – отнасят се за периоди до 1 година след датата на годишните финансови отчети; и
 - дългосрочни – отнасят се за периоди над 1 година след датата на годишните финансови отчети.

След отчитането на приходите като такива за бъдещи периоди се изготвят погасителни планове за признаването им като текущи приходи.

4.5. Разходи

Класификация

Според икономическото им съдържание:

- Разходи за закупена разполагаема мощност за допълнителни услуги;
- Разходи за закупена енергия за регулиране на балансиращ пазар;
- Разходи за закупена балансираща енергия;
- Разходи за ел.енергия за покриване на технологичните разходи по преноса;
- Разходи за материали и консумативи, в това число:
 - материали
 - оборудване
 - горива и смазочни материали; резервни части
 - други разходи за материали и консумативи
- Разходи за външни услуги;
- Разходи за персонала, в това число:
 - заплати;
 - социални осигуровки и надбавки;
 - други разходи за персонала.
- Други разходи, в това число:
 - разходи за глоби по облагателни актове;
 - разходи за данъци и такси и др. подобни;
 - командировъчни разходи;
 - разходи за обезценка на активи;
 - провизии за задължения;
 - отчетна стойност на продадени краткотрайни активи;
 - други.

Според начина на възникване и значение за предприятието:

- разходи за осъществяване на дейността – основни производствени разходи;
- разходи по управлението – административни разходи;
- разходи за инвестиционна дейност;

В зависимост от отчитането им при формиране на себестойността на готова продукция:

- преки;
- непреки.

Признаване

Разходите в Групата се признават в момента на тяхното възникване и на база принципите на начисляване и съпоставимост.

Групата не може да представя каквито и да е приходни и разходни статии като извънредни позиции нито в отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход, нито в пояснителните приложения.

Когато се очаква икономическата изгода да бъде придобивана в продължение на няколко отчетни периода, при което връзката с приходите може да се определи само най-общо и косвено, разходите се признават в отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход на базата на системни и рационални процедури на разсрочване. Целта на подобни процедури на разсрочване е разходите да бъдат признавани през онези отчетни периоди, през които свързаната с тези пера икономическа изгода ще се придобие и изчерпи изцяло.

Разход се признава незабавно в печалби и загуби в случай, че няма да доведе до бъдещ приход или друга икономическа изгода или когато бъде установено, че е по-вероятно тази бъдеща икономическата изгода да не се класифицира като актив в отчета за финансовото състояние.

В печалби и загуби се признава и разход в случаите, при които е отчетено задължение, без да е придобит актив (провизии).

Административни разходи

Административните разходи са свързани с функционирането на общата система на управлението на предприятието. Те са в непосредствена връзка с организационната структура на предприятието. Административните разходи са свързани с цялостната дейност на предприятието и не могат да се отнасят за отделно осъществявани дейности в него.

Разходи за инвестиционна дейност

Разходите за инвестиционна дейност са свързани с управление и контрол по изпълнение на инвестиционните проекти.

Разходи за инвестиционна дейност са разходите по цялостната дейност на функционалното звено/звена, определено с утвърдената организационна структура на Групата и се капитализират изцяло в обектите, в изграждането на които то/те участва/участват.

Предплатени суми за разходи

Предплатени суми за разходи са разходи за бъдещи периоди, които не се отнасят да текущата дейност през отчетния период и които ще бъдат използвани/усвоени през следващ период.

Финансови разходи

Финансови разходи в Групата са за:

- лихви – по заеми, неизплатени в срок доходи на наети лица, държавни вземания, търговски задължения, лизинг и други;
- отрицателни разлики от операции с инвестиции и други финансови инструменти;
- отрицателни разлики от операции с чуждестранна валута, включително преоценка;
- промени в справедливата стойност на финансови активи, отчетани по справедлива стойност в печалбата или загубата;
- обезценки на финансови активи, като разход за обезценка на вземания е представен в други разходи във финансовия отчет на ЕСО;
- други – банкови такси и комисиони и други.

Положителни и отрицателни разлики от операции с чуждестранна валута се представят нетно в отчета за печалбата или загубата и другия всеобхватен доход на Групата.

4.6. Имоти, машини, съоръжения и оборудване (ИМС)

В цената на придобиване на ИМС се включват:

- покупна цена, включително мита, невъзстановими данъци, нотариални и други такси, след приспадане на търговски отстъпки;
- всякакви други разходи, пряко отнасящи се до привеждането на актива до местоположението и в състоянието, необходими за експлоатацията по начина, предвиден от ръководството – например разходи за персонал при създаване на актива, за подготовка на обекта, по първоначална доставка и обработка, за инсталиране и монтаж, за изпитване за правилно функциониране след приспадане на евентуални нетни приходи от продажби на произведени единици до момента на привеждане на актива до съответното местоположение и в желаното състояние, професионални хонорари на адвокати, архитекти, консултанти и други специалисти;
- разходи за демонтаж – първоначална приблизителна оценка за демонтаж, преместване, възстановяване на терен до степента, до която има поето задължение за възстановяване;
- неустойки по договор за доставка на ИМС – получени неустойки от доставчик на ИМС се признават като намаление на цената на придобиване;
- разходи за заеми – съгласно посоченото в раздел VI.9.;

Много често цената на придобиване на ИМС е обща цена, без да е налична информация за цената на придобиване на индивидуалните компоненти. В случай, че полезният живот на отделните компоненти е различен, то цената на придобиване на компонентите следва да се оцени. Възможни начини за оценка са спрямо текущи пазарни цени (ако е налична такава информация), на база на допълнителна информация от продавача или използвайки разумен подход на приблизителна оценка – например относителни справедливи стойности.

В цената на придобиване на ИМС не се включват:

- разходи за откриване на нов обект;
- разходи за въвеждане на нова услуга, включително разходи за реклама или промоция;
- разходи за извършване на дейност на ново местоположение или с нова категория клиенти, включително разходи за обучение на персонала;
- административни и други общи разходи;
- разходи, извършени докато актив, годен за експлоатация по начина предвиден от ръководството предстои да бъде въведен в употреба или се експлоатира на по-малка от пълната му производствена мощност;
- понесени първоначални оперативни загуби;
- разходи за преместване или реорганизация на част или цялата дейност на дружеството;
- вътрешни печалби при вътрешноизграден актив; и
- наднормените количества бракувани материали, труд и други ресурси.

Приемането и въвеждането на ИМС в употреба се извършва от комисия, определена от изпълнителния директор на дружеството или упълномощени от него лица. В акта за приемане и въвеждане в експлоатация се определя датата на въвеждане в експлоатация и се определя очакваният полезен живот на актива и предполагаемата остатъчна стойност.

Последваща оценка

Последващата оценка на ИМС след първоначално признаване се извършва по два модела:

- модел на цената на придобиване – оценката на актива е равна на неговата себестойност, намалена с натрупаната амортизация и натрупаната загуба от обезценка;
- модел на преоценка – оценката на актива е равна на преоценена стойност, представляваща справедливата му стойност към датата на преоценката, намалена с последващи натрупани амортизации и последващи загуби от обезценка.

Последваща оценка на ИМС след първоначално признаване се прилага по отношение на цял клас еднотипни активи. Дружеството прилага следните модели за последваща оценка:

- модел на преоценка – за земи/терени, подобрения върху земи/терени, масивни сгради, машини, съоръжения и оборудване и транспортни средства от типа товарни и специални; резервни части, отчитани като ИМС;
- модел на цената на придобиване – за немасивни сгради, компютърни системи, транспортни средства от типа автомобили, обзавеждане и стопански инвентар, ИМС в процес на изграждане и други ИМС.

Преоценките се извършват при спазване на следната периодичност на преоценката:

- Когато справедливата стойност на активите търпи само незначителни промени, преоценката се прави на всеки три години;
- Когато справедливата стойност на ИМС се променя съществено на по-кратки интервали от време, преоценката им се извършва на по-кратки интервали от време, така че балансовата стойност на актива да не се различава съществено от справедливата му стойност;
- Честотата на последващите преоценки на ИМС при прилагане на модела на преоценка зависи от това дали балансовата стойност съществено се различава от справедливата стойност на даден преоценен актив към края на отчетния период;
- В тази връзка, при извършване на годишната инвентаризация в края на отчетния период (края на финансовата година) Дружеството преглежда ИМС за индикации, че тяхната балансова стойност значително се различава от справедливата им стойност;

Като съществено отклонение се приема отклонение на балансовата стойност от справедливата стойност на актива към датата на изготвяне на финансовия отчет извън диапазона от +/- 5%. Съществено е отклонението извън границата от +/- 5%, но разликата между балансовата стойност и справедливата стойност като кумулативна величина на ИМС е съществена за целите на изготвяне на индивидуалния финансов отчет или консолидирания финансов отчет. Разликата между балансовата стойност и справедливата стойност като кумулативна величина на ИМС е съществена, когато превишава 0,1% от общите активи на дружеството;

В случай, че при ежегодния преглед на ИМС се установи, че в рамките на по-кратък период има съществено отклонение на справедливите стойности от балансовите.

Справедливите стойности се определят както следва:

- на земи и сгради – на база на пазарна оценка от независим лицензиран оценител;
- на машини, съоръжения и оборудване с неспециализиран характер – чрез оценка на пазарна цена;
- на машини, съоръжения и оборудване със специализиран характер – чрез определяне на амортизирана възстановима стойност от оценители.

Когато се преоценява ИМС, целият клас активи, към които преоценяваният актив принадлежи, се преоценява. Към датата на преоценка се правят следните промени:

- цялата натрупана до момента амортизация се отписва за сметка на отчетната стойност на актива;
- балансовата стойност на актива се преизчислява до преоценената стойност; и
- амортизационната норма се коригира за бъдещи периоди така, че преоценената балансова стойност да се разпредели през остатъка от полезния живот на актива на системна база спрямо модела, по който се очаква да се реализират очакваните бъдещи икономически изгоди.

Когато балансовата стойност на актив вследствие преоценка се увеличава, то увеличението се признава в друг всеобхватен доход и се отчита като резерв от преоценка в собствения капитал. Ако в предходни периоди е признаван разход от намаление в резултат на обезценка, то се признава текущ приход до размера на отчетения в предходен период разход за обезценка.

4.7. Нематериални активи

Нематериални активи са разграничими непарични активи без физическа субстанция, над които Групата осъществява контрол и са налице бъдещи икономически ползи от тяхната употреба. Актив е разграничим, когато:

- е отделим, т.е. може да бъде разделен или отделен от дружеството и продаден, прехвърлен, отдаден под наем или разменен, отделно или заедно със съответен договор, актив или пасив; или
- възниква от договорни или други законови права, независимо от това, дали тези права са прехвърляеми или отделими от дружеството или от други права и задължения.

Класификация

Нематериалните активи в Групата се класифицират в следните класове:

- права върху интелектуална собственост – патенти, лицензи, фирмени и търговски права, авторски права;
- права върху индустриална собственост – концесии, сервитут, разрешения;
- лицензии за дейността;
- програмни продукти – закупен или вътрешносъздаден софтуер;
- други нематериални активи – вещни права, откупени права на строеж и други

Амортизация

Групата оценява дали полезният живот на нематериален актив е ограничен или неограничен.

Амортизируемата стойност на актив с ограничен полезен живот се определя след приспадане на остатъчната му стойност, ако последната е поне 10%. Остатъчната стойност се счита за нула, освен ако:

- има поето задължение от трета страна за закупуване на актива в края на полезния му живот; или
- има активен пазар за този актив, вероятно е, че този пазар ще съществува в края на полезния живот на актива и остатъчната стойност може да бъде определена чрез препратка към този пазар.

За амортизацията на нематериалните активи се изготвя счетоводен и данъчен амортизационен план.

Групата прилага линеен метод за амортизация на нематериалните си активи. Използваният метод на амортизация в ЕСО отразява модела, по който се очаква бъдещите икономически изгоди да бъдат реализирани от Групата.

Амортизацията започва, когато активът е на разположение за ползване, т.е. когато е на мястото и в състоянието, за да работи по очаквания от ръководството начин. Датата на въвеждане в експлоатация се посочва в Акт за въвеждане в експлоатация.

4.8. Материални запаси

Материални запаси в Групата са:

- материали и резервни части;
- горива и смазочни материали;
- закупена балансираща енергия излишък;
- закупена ел. енергия за регулиране
- закупена ел.енергия за компенсиране на технологичните разходи по преноса по график;
- закупена ел.енергия за компенсиране на технологичните разходи по преноса от небаланс излишък;
- продадена ел.енергия за компенсиране на технологичните разходи по преноса от небаланс недостиг, с която се нетира закупената;

- закупена ел.енергия за задължения към обществото;;закупен разполагаема мощност за допълнителни услуги;
- разход за ел.енергия за аварийна помощ

Първоначално признаване

Първоначалното признаване на материални запаси в Групата се извършва по себестойност, която включва:

- разходи по закупуване;
- други разходи, направени във връзка с доставянето на материалните запаси до настоящото им местоположение и състояние – транспортни, товаро-разтоварни, монтажни и др.;
- суми, рекласифицирани от друг всеобхватен доход, представляващи печалби и загуби от отговарящо на условията хеджиране на парични потоци за покупки на материални запаси в чуждестранна валута.

Материални запаси, придобити от Групата под общ контрол се признават по балансовите стойности, отчитани към момента на придобиване във финансовия отчет на право-прехвърлящото дружество.

В себестойността на материалните запаси не се включват:

- складови разходи за съхранение;
- административни разходи; и
- разходи за продажба.

Тези разходи се отчитат като текущи през периода, през който са възникнали.

4.9. Финансови инструменти

Финансови активи

Финансов актив е всеки актив, който представлява:

- парични средства и парични еквиваленти;
- договорно право за получаване на пари или друг финансов актив от друго предприятие;
- договорно право за размяна на финансови инструменти с друго предприятие при потенциално благоприятни условия;
- инструмент на собствения капитал на друго предприятие;
- договор, който ще бъде или може да бъде уреден в инструменти на собствения капитал на друго предприятие и е недериватив, за който предприятието е или може да бъде задължено да получи променлив брой инструменти на собствения капитал на друго предприятие, или дериватив, който ще бъде или може да бъде уреден по начин, различен от размяна на фиксирана сума парични средства или друг финансов актив за фиксиран брой инструменти на собствения капитал на предприятието.

Финансови активи в Групата са:

- заеми и вземания – недеривативни финансови активи с фиксирани или определяеми плащания, които не са котирувани на активен пазар - вземания от клиенти, доставчици, свързани лица, персонал и съдебни и присъдени вземания. По критериите на МСФО 9, те попадат в категорията на дълговите инструменти, оценявани по амортизирана стойност;
- пари и парични еквиваленти – краткосрочни, високоликвидни инвестиции, които са леснообращаеми в парични суми и съдържат незначителен риск от промяна в стойността им - парични средства в брой, разплащателни, специални и депозитни сметки, дебитни и кредитни карти, акредитиви, овърдрафт и други сметки. По критериите на МСФО 9, те попадат в категорията на дълговите инструменти, оценявани по амортизирана стойност.

Финансови пасиви

Финансови пасиви са всички задължения, които са:

- договорни задължения за доставяне на пари или друг финансов актив на друго предприятие;
- договорни задължения за размяна на финансови активи или финансови пасиви с друго предприятие при потенциално неблагоприятни условия;
- договори, които ще бъдат уредени или могат да бъдат уредени чрез инструменти на собствения капитал на Групата, и са: недериватив, за който Групата е или може да бъде задължено да предостави променлив брой инструменти на собствения капитал на дружеството, или дериватив, който ще бъде или може да бъде уреден по начин, различен от размяна на фиксирана сума парични средства или друг финансов актив за фиксиран брой инструменти на собствения капитал на Групата.

Финансови пасиви в Групата са:

- задължения към доставчици и клиенти;
- получени заеми от банки, други финансови институции и други;

Получени заеми са временно привлечени средства срещу престация от български или чуждестранни банки и други финансови институции, търговски заеми и други.

Според срока им на погасяване финансовите пасиви се класифицират на нетекущи и текущи.

4.10. Отчитане по сегменти

„ЕСО“ ЕАД и неговите дъщерни дружества предлагат продукти, свързани с управление на електроенергийната система и пренос през електропреносната мрежа. Електрическа енергия е определен като основен и единствен сегмент на Групата.

При отчитане на сегменти според МСФО 8 „Оперативни сегменти“ Групата прилага политика на оценяване, използвана в консолидирания финансов отчет.

Ако има активи на Групата, които не се отнасят директно към дейността на някой от сегментите, не се разпределят по сегменти. Информацията относно резултатите на отделните сегменти, която се преглежда регулярно от Ръководството, не включва ефектите от единични неповторяеми събития, например разходи за реструктуриране, правни разходи и разходи за обезценка, когато обезценката се дължи на изолирано неповторяемо събитие. Финансовите приходи и разходи не се включват в резултатите на оперативните сегменти и редовно се преглеждат от Ръководството.

Не са настъпили промени в методите за оценка, използвани за определяне на печалбата или загубата на сегментите в предходни отчетни периоди. Не се прилага асиметрично разпределение между сегментите.

5. Функционална валута и валута на представяне

Този междинен съкратен консолидиран финансов отчет е представен в Български лева (BGN), която е функционалната валута на Групата. Цялата финансова информация представена в лева е закръглена до хиляда, освен когато е посочено друго.

6. Използване на приблизителни оценки и преценки

При изготвянето на този междинен съкратен консолидиран финансов отчет, ръководството е направило преценки, приблизителни оценки и допускания, които влияят на прилагането на счетоводните политики на Групата и на отчетените суми на активите и пасивите, приходите и разходите. Реалният резултат може да бъде различен от тези приблизителни оценки.

Приблизителните оценки и основните допускания се преразглеждат текущо. Преразглеждането на приблизителните оценки се признава проспективно.

(а) Преценки

Информация за критични преценки, направени при прилагане на счетоводните политики, които имат най-съществен ефект върху признатите суми във финансовия отчет, се съдържа в следните бележки:

(б) Несигурност в допусканията и оценките

Информация за несигурност в допусканията и оценките, за които има значителен риск да доведат до съществени корекции в следващата финансова година, се съдържа в следните бележки:

Справедливи стойности

Някои от счетоводните политики и оповестявания на Групата изискват оценка на справедливи стойности за финансови и за не-финансови активи и пасиви.

Значими въпроси, свързани с оценките, се докладват на Одитния комитет.

Когато оценява справедливата стойност на актив или пасив, Групата използва наблюдаеми данни, доколкото е възможно. Справедливите стойности се категоризират в различни нива в йерархията на справедливите стойности на базата на входящите данни в техниките за оценка, както следва:

- Ниво 1: котираны цени (некоригирани) на активни пазари за сходни активи или пасиви.
- Ниво 2: входящи данни различни от котираны цени, включени в Ниво 1, които, пряко (т.е. като цени) или косвено (т.е. получени от цени), са достъпни за наблюдаване за актива или пасива.
- Ниво 3: входящи данни за актива или пасива, които не са базирани на наблюдаеми пазарни данни (ненаблюдаеми входящи данни).

Ако входящите данни, използвани за оценка на справедливата стойност на актива или пасива, могат да се категоризират в различни нива от йерархията на справедливите стойности, тогава оценката на справедливата стойност се категоризира в нейната цялост в това ниво от йерархията на справедливите стойности, чиято входяща информация е от значение за цялостната оценка.

7. База за консолидация

Инвестиции в дъщерни предприятия

„Електроенергиен системен оператор“ ЕАД притежава 100% от капитала на „ЕСО Инженеринг“ ЕООД, което е учредено на 18.02.2021 г.

Дъщерно дружество „ЕСО Инженеринг“ ЕООД е вписано в Търговския регистър и регистъра на юридическите лица с нестопанска цел към Агенция по вписванията на 18.02.2021 г. с ЕИК/ПИК 206401308 и адрес на управление гр. София, п. код 1404, бул. „Петко Ю. Тодоров“ № 24., на което „ЕСО“ ЕАД е едноличен собственик на капитала.

Съгласно решение на Управителния съвет с протокол № 34/31.07.2023 г. и решение на Надзорния съвет с протокол № 41/02.08.2023 г. е увеличен капитала на „ЕСО ИНЖЕНЕРИНГ“ ЕООД, по реда на чл. 193 от ТЗ, чрез непарична вноска /апорт/ на недвижимо и движимо имущество, собственост на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД („ЕСО“ ЕАД), ЕИК 175201304, едноличен собственик на капитала на „ЕСО ИНЖЕНЕРИНГ“ ЕООД, в размер на 3,957,937 (три милиона деветстотин петдесет и седем хиляди деветстотин тридесет и седем) лева, определен по реда на чл.72 от Търговския закон от три вещи лица назначени с Акт 20230214152040/15.02.2023 г.

Съгласно решение на Управителния съвет с протокол № 8/24.02.2025 г. и решение на Надзорния съвет с протокол № 13/26.02.2025 г. е увеличен капитала на „ЕСО ИНЖЕНЕРИНГ“ ЕООД, по реда на чл. 148, ал.1, т.2 от ТЗ, с 2,658,039 (два милиона шестстотин петдесет и осем хиляди тридесет и девет) лева, представляващи неразмделена печалба за 2022 г. и 2023 г. чрез записване на нови 2,658,039 (два милиона шестстотин петдесет и осем хиляди тридесет и девет) дяла, с номинална стойност 1 (един) лев, изцяло собственост на „ЕСО“ ЕАД. Увеличението на капитала е вписано в ТР на 24.03.2025 г.

Съгласно учредителния акт на „ЕСО Инженеринг“ ЕООД капиталът е в размер на 8,211,676 лева, разпределен в 8,211,676 (осем милиона двеста и единадесет хиляди шестотин седемдесет и шест) дяла с номинална стойност от 1 (един) лев всеки.

Капиталът на дружеството е изцяло записан и внесен, както следва:

- 500,000 (словом: петстотин хиляди) лева - парична вноска.
- 1,095,700 (един млн деветдесет и пет хиляди и седемстотин) лева - от неразпределена печалба за 2021 г.
- 3,957,937 (три милиона деветстотин петдесет и седем хиляди деветстотин тридесет и седем) – непарична вноска (апорт) – 2023 г.
- 2,658,039 (два милиона шестстотин петдесет и осем хиляди тридесет и девет) лева, представляващи неразпределена печалба за 2022 г. и 2023 г.

Предметът на дейност на „ЕСО Инженеринг“ е строителство, търговско представителство и посредничество, вътрешна и външна търговия, покупка и продажба на недвижими имоти, транспортна и спедиторска дейност, както и всяка друга търговска дейност, която не е изрично забранена със закон.

На 26.04.2022 г. в Търговския регистър към Агенция по вписванията е вписано еднолично дружество с ограничена отговорност с фирма „ЕСО Проект“ ЕООД, ЕИК 206914677, със седалище и адрес на управление гр. София, п. код 1404, бул. „Петко Ю. Тодоров“ № 24., на което ЕСО ЕАД е едноличен собственик на капитала.

Съгласно решение на Управителния съвет с протокол № 10/12.03.2025 г. и решение на Надзорния съвет с протокол № 15/12.03.2025 г. е увеличен капитала на „ЕСО Проект“ ЕООД, по реда на чл. 148, ал.1, т.2 от ТЗ, с 1,230,100 (един милион двеста и тридесет хиляди и сто) лева, представляващи неразпределена печалба за 2023 г. чрез записване на нови 12,301 (дванадесет хиляди триста и един) дяла, с номинална стойност 100 (сто) лева, изцяло собственост на „ЕСО“ ЕАД. Увеличението на капитала е вписано в ТР на 26.03.2025 г.

Съгласно учредителния акт на ЕСО Проект капиталът е в размер на 1,480,100 лева, разпределен в 14,801 (четиринадесет хиляди осемстотин и един) дяла с номинална стойност от 100 (сто) лева всеки.

Капиталът на дружеството е изцяло записан и внесен, както следва:

- 250,000 (словом: двеста и петдесет хиляди) лева - парична вноска.
- 1,230,100 (един милион двеста и тридесет хиляди и сто) лева, представляващи неразпределена печалба за 2023 г.

Предметът на дейност на „ЕСО Проект“ ЕООД е проектиране на енергийни обекти, в това число изготвяне на технически и идейни проекти по реда на ЗУТ, консултантска дейност, както и всяка друга търговска дейност, която не е забранена със закон.

Друга основна роля е участие в плана за дигитализация, изпълнение на проектиране, авторски надзор по време на строителство.

На 29.03.2024 г. в Търговския регистър към Агенция по вписванията е вписано еднолично акционерно дружество „ЕСО ЧАРДЖ“ ЕАД, ЕИК 207774922, със седалище и адрес на управление гр. София, п. код 1404, бул. „Петко Ю. Тодоров“ № 24., на което ЕСО ЕАД е едноличен собственик на капитала.

С решение на Управителния съвет на ЕСО ЕАД по т. 8 от Протокол № 11/11.03.2024 г., одобрено с решение на Надзорния съвет по т.4 от Протокол № 13/13.03.2024 г. и решение по т.1 от Протокол № 29-2024 /22.03.2024 г. на Съвета на директорите на „Български енергиен холдинг“ ЕАД е взето решение за учредяване на еднолично акционерно дружество с наименование „ЕСО ЧАРДЖ“ с капитал в размер на 1 000 000 (един милион) лева разделен на 10 000 (десет хиляди) броя обикновени поименни акции с право на глас и с номинална стойност в размер на 100 (сто) лева всяка. Капиталът на дружеството е изцяло собственост на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, ЕИК 175201304.

Дружеството има следния предмет на дейност: Изграждане, въвеждане в експлоатация, опериране и поддръжка на системи за зареждане с електрическа енергия и водород, системи за производство на водород, разработка на софтуерни продукти, проектантска и консултантска дейност, както и всяка друга дейност, незабранена от законите на Република България. Всяка дейност, за която се изисква особен лиценз и/или разрешение, ще бъде осъществявана само след надлежното получаване на такъв лиценз / разрешение.

Съвместни предприятия

„ЕСО“ ЕАД придобива 3,256,000 лева поименни акции с право на глас с номинална стойност в размер на 1 лев всяка на основание протоколи на Съвета на директорите на „БЕХ“ ЕАД: №56/22.08.2017 г. и №69-2017/07.11.2017 г. Увеличението на капитала по реда на чл.193 от Търговския закон, представлява непарична вноска /апорт/ на 3 203 броя акции, представляващи 50% от капитала на „Булгартел“ ЕАД. Останалите 50% от капитала на „Булгартел“ ЕАД са придобити на основание, цитираните по горе решения на „БЕХ“ ЕАД от „Булгартрансгаз“ ЕАД. Оценката на непаричната вноска е съгласно тройна оценителска експертиза рег. № 02-0382/4 от 01.08.2017 г., извършена по реда на чл.72, ал.2 от Търговския закон. Правата върху 3 203 на „ЕСО“ ЕАД от капитала на „Булгартел“ ЕАД са удостоверени с временно удостоверение №003/23.10.2017 г. „ЕСО“ ЕАД е приложило МСС 36 по отношение на инвестицията и е начислявало обезценка до 2021 г. Към 31.12.2022 г. има начислена реинтеграция в размер на 670 хил. лв. Към 30.06.2025 г. инвестицията е изцяло обезценена.

Към 30.06.2025 г. стойността на инвестицията е, както следва:

Номинална стойност на инвестицията	3,256 хил. лв
Размер на обезценката	(3,256) хил. лв.
Балансова стойност на инвестицията	0 хил. лв.

С решение на Управителния съвет на „ЕСО“ ЕАД по т. 17 от Протокол № 13/02.04.2025 г., одобрено с решение на Надзорния съвет по т.8 от Протокол № 20/02.04.2025 г. и решение по т.П.5 от Протокол № 33-2025 /08.05.2025 г. на Съвета на директорите на „Български енергиен холдинг“ ЕАД е взето решение за учредяване на акционерно дружество с наименование „Оператор Загоре“ АД с капитал в размер на 100 000 (сто хиляди) лева разделен на 1 000 (хиляда) броя обикновени поименни акции с право на глас и с номинална стойност в размер на 100 (сто) лева всяка. 50% от капитала на дружеството е собственост на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, ЕИК 175201304, а останалите 50% от капитала на „Индустириална зона Загоре“ АД, ЕИК 205101934.

Дружеството има следния предмет на дейност: експлоатация на затворена разпределителна мрежа, разпределение на електрическа енергия и природен газ в затворена разпределителна мрежа, предоставяне на енергийни услуги, които са пряко свързани с посочената дейност, както и всяка друга дейност, незабранена от законите на Република България. Всяка дейност, за която се изисква особен лиценз и/или разрешение, ще бъде осъществявана само след надлежното получаване на такъв лиценз / разрешение.

Дружеството е регистрирано в ТР на 16.06.2025 г. „ЕСО“ ЕАД придобива 500 броя акции, представляващи 50% от капитала на „Оператор Загоре“ АД с номинална стойност в размер на 100 лева всяка, на обща стойност 50,000 лева.

Асоциирано предприятие

През месец май 2020 г. ЕСО заедно с преносните оператори на Гърция, Румъния и Италия учредиха Югоизточен електроенергиен координационен център SEleNe CC (Southeast Electricity Network Coordination Center) със седалище гр. Солун, Гърция, който ще способства ефективното управление на регионалните енергийни системи и ще гарантира сигурността на доставките на електроенергия в условията на пазарните обединения и приобщаването на Западните Балкани. Стойността на придобиване на инвестицията в капитала на SEleNe CC е в размер на 98 хил. лв, което представлява 25 % от общия капитал на дружеството.

Регламент (ЕС) 2019/943 относно вътрешния пазар на електроенергия (“Регламент 2019/943”) предвижда създаване на Регионални координационни центрове, които ще заместят Регионалните центрове по сигурност считано от 01.07.2022 г. Всеки Регионален координационен център осъществява дейността си в рамките на определен район на действие на системата („СОР“). В съответствие с член 36 Регламент 2019/943, ACER със свое решение 10/2022 от 6 април 2020 г. определи регион на действие на системата Югоизточна Европа (“СОР ЮИЕ”), който включва операторите на електропреносни мрежи на България и Гърция. След решението на ACER от 2020 г. операторите на преносни мрежи изготвиха предложение за създаване на регионален координационен център, което беше одобрено от регулаторните органи на България и Гърция през март 2021г. Решение на ACER 5/2022 г. от 7 април 2022 г. отменя решение 10/2020 г. и определя нова конфигурация на СОР ЮИЕ, който включва операторите на преносни мрежи на България, Гърция и Италия. Съгласно чл. 4, ал. 5 от Приложение I на решение 5/2022 г. операторът на преносна мрежа на Румъния ще използва услугите на центъра въз основата на договор.

В съответствие с гореизложеното и на основание чл. 26, ал. 1 и ал. 2 от Устава на SEleNe СС, операторът на преносна мрежа на Румъния по регулаторни съображения взе решение да прекрати акционерното си участие в SEleNe СС, като за целта изпрати уведомление с № 20054/10.05.2022 г. до дружеството и всеки от акционерите. В съответствие с чл. 26, ал. 3 от Устава на SEleNe СС напускащият акционер е задължен да прехвърли акциите си на всички оставащи акционери по равно или на дружеството, или в комбинация между двата способа. За целите на продажба на акциите, SEleNe СС предложи на акционерите проект на договор, съгласно който всеки от оставащите акционери изкупува от Transelectrica равен брой акции (16 666 броя), а SEleNe СС изкупува 2 броя акции, които ще бъдат анулирани. Съгласно чл. 27, ал. 2 от Устава на SEleNe СС, цената на акциите е равна на балансовата им стойност на база капиталовата позиция на дружеството, посочена в годишния финансов отчет на дружеството за 2021 г. и се равнява на 1.07 (едно евро и седем евроцента) Евро на акция или обща сума на подлежащите на изкупуване акции в размер на 17,885.33 (седемнадесет хиляди осемстотин осемдесет и пет евро и тридесет и три евроцента) Евро.

За целите на продажба на акциите бе подписан договор за изкупуване на акции, съгласно който „ЕСО“ ЕАД плати стойността на 16 666 броя акции на 23.01.2023 г.

С решение по Протокол № 9 от 13.02.2023 г. на Управителния съвет на „ЕСО“ ЕАД, потвърдено с решение по Протокол № 10 от 15.02.2023 г. на Надзорния съвет е одобрено участие на дружеството в пето извънредно общо събрание на SEleNe СС на 21.02.2023 г.

Съгласно т.2 от Протокол № 5 от заседание на Общото събрание на SEleNe Сс проведено на 21.02.2023 г., акционерите на дружеството одобряват увеличение на акционерния капитал на дружеството с общо шест милиона десет хиляди и две (6,010,002) евро, което съответства на два милиона три хиляди триста тридесет и четири (2,003,334) евро на Акционер, съгласно член 6.2. от Устава и Член 25 от Закон 4518/2018 г.

Към 30.06.2025 г. процентът на инвестицията на „ЕСО“ ЕАД в SEleNe Сс е 33,33 %.

Други инвестиции

През 2019 г. „ЕСО“ ЕАД е акционер в тържната кантора JAO S.A, която изпълнява ролята на Единна Платформа за Разпределение (ЕПР) на преносни способности съгласно Регламент 2016/1719 за установяване на насоки за предварително разпределяне на преносна способност. JAO S.A разпределя дългосрочните преносни способности (годишни и месечни) на всички граници между страните-членки на ЕС. Стойността на придобиване на инвестицията в капитала на JAO S.A е в размер на 507 хил. лв., което представлява 4 % от общия капитал на дружеството.

8. Управление на риска относно финансови инструменти

Групата е изложена на различни видове рискове по отношение на финансовите си инструменти. Най-значимите финансови рискове, на които е изложена Групата са пазарен риск, кредитен риск, ликвиден риск и валутен риск.

Междинният съкратен консолидиран финансов отчет не включва цялата информация относно управлението на риска и оповестяванията, изисквани при изготвянето на годишни финансови отчети и следва да се чете заедно с годишния консолидиран финансов отчет на Групата към 31 декември 2024 г. Целите и политиките на Групата за управление риска относно финансовите инструменти са описани в последния годишен консолидиран финансов отчет. Не е имало промени в политиката за управление на риска относно финансови инструменти през периода.

9. Значими събития и сделки през периода

За периода 01.01.2025 г. до 30.06.2025 г. не са настъпили значими събития извън посочените в отчета.

10. Имоти, машини, съоръжения и оборудване

<i>В хиляди лева</i>	Земни и сгради	Машини, съоръжения и оборудване	Транспортни средства	Стопански инвентар и други	Разходи за придобиване на ДМА	Общо
Отчетна стойност						
Баланс към 1 януари 2024 г.	233,837	2,860,238	52,862	1,731	85,575	3,234,243
Придобити активи	-	-	-	-	247,062	247,062
Трансфер	5,557	208,460	11,639	109	(225,765)	(-)
Отписани активи	(30)	(4,862)	(406)	(31)	-	(5,329)
Отписана амортизация от преоценка 2024	(12,171)	(268,474)	-	-	-	(280,645)
Преоценка на ДМА	22,680	305,070	-	-	-	327,750
Последваща оценка 31.12.2024 г. - преоценка приход	30	11	-	-	-	41
Последваща оценка 31.12.2024 г. - обезценка	(21)	(4)	-	-	-	(25)
Консолидационни корекции	-	(834)	-	-	(412)	(1,246)
Салдо към 31 декември 2024 г.	249,882	3,099,605	64,095	1,809	106,460	3,521,851
Салдо към 1 януари 2025 г.	249,882	3,099,605	64,095	1,809	106,460	3,521,851
Придобити активи	-	-	-	-	106,273	106,273
Трансфер	2,317	76,132	81	66	(78,596)	-
Отписани активи	(45)	(18)	-	-	-	(63)
Консолидационни корекции	-	(200)	-	-	(241)	(441)
Салдо към 30 юни 2025 г.	252,154	3,175,519	64,176	1,875	133,896	3,627,620
Амортизация						
Баланс към 1 януари 2024 г.	9,561	241,443	30,738	1,465	-	283,207
Амортизация за периода	4,233	99,872	4,952	65	-	109,122
Отписана амортизация	(30)	(4,846)	(406)	(30)	-	(5,312)
Отписана амортизация от преоценка 2024 г.	(12,171)	(268,474)	-	-	-	(280,645)
Консолидационни корекции	-	(128)	-	-	-	(128)
Салдо към 31 декември 2024 г.	1,593	67,867	35,284	1,500	-	106,244
Салдо към 1 януари 2025 г.	1,593	67,867	35,284	1,500	-	106,244
Амортизация за периода	2,615	53,439	1,841	36	-	57,931
Салдо към 30 юни 2025 г.	4,208	121,306	37,125	1,536	-	164,175

Балансова стойност

Салдо към 1 януари 2025 г.	248,289	3,031,738	28,811	309	106,460	3,415,607
Салдо към 30 юни 2025г.	247,946	3,054,213	27,051	339	133,896	3,463,445

Преценка на имоти машини и съоръжения

С ефективна дата 31 декември 2024 г. е извършена преценка на земи и сгради, машини, съоръжения и оборудване, за които е избран моделът за последваща оценка по справедлива стойност.

Оценката на нетекущите активи е извършена от независим лицензиран оценител. Оценката е извършена в съответствие със Закона за независимите оценители, Стандартите за бизнес оценяване и действащото към датата на изготвяне на доклада приложимо законодателство в Република България.

В резултат на приложените оценителски методи и направените анализи лицензираните оценители са определили справедлива пазарна стойност на оценяваните дълготрайни активи, както следва:

Описание на клас активи	Отчетна стойност	Начислена амортизация	Балансова стойност	СПС	Разлика
Земи	64 055 236.96	-	64 055 236.96	72 726 044.96	8 670 808.00
Сгради	161 157 923.09	(12 115 129.36)	149 042 793.73	163 061 214.34	14 018 420.61
МОС	2 850 099 661.61	(273 705 842.37)	2 576 393 819.23	2 881 407 561.12	305 013 741.89
Общо	3 075 312 821.66	(285 820 971.73)	2 789 491 849.92	3 117 194 820.42	327 702 970.50

Нетираното увеличение на преоценъчния резерв в следствие на извършена преценка е в размер 327,750 хил. лв., в т.ч. увеличение от преценка - 481,389 хил. лв. и приходи от преценка в размер на 41 хил. лв. и намаление от обезценка – 153,639 хил. лв. и разходи от преценка в размер на 25 хил. лв.

Салдото към 31.12.2024 г. на резерва от последващи оценки на имоти, машини и съоръжения е на стойност 2,144,079 хил. лв, а за 2023 г. е в размер на 1,852,525 хил. лв. През 2024 г. е отписан преоценъчен резерв от последващи оценки на стойност 3,421 хил. лв. в резултат на бракувани и продадени активи. През 2023 г. е отписан резерв от последващи оценки на стойност 5,601 хил. лв. в резултат на бракувани и продадени активи.

Към 31.12.2024 г. съгласно МСС 36 „Обезценка на активи“ е извършен тест за обезценка на дълготрайните активи от „Инженеригсервиз София“ ООД. Анализите и заключенията, изложени в доклада, сочат, че изведената стойност в употреба на ЕГПП „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД е по – висока от балансовата стойност на формираната ЕГПП, което дава основание, същата да бъде определена за възстановима стойност и е в размер на 3,122,860 хил. лв.

Активи без документи за собственост

По счетоводни регистри дълготрайните материални активи без документ за собственост са 513 позиции. На база счетоводни данни недвижимите имоти собственост на „ЕСО“ ЕАД без документи за собственост са с балансова стойност към 30.06.2025 година в размер на 3 519 215,12 лв. Недвижимите имоти без документи за собственост са прехвърлени от „НЕК“ ЕАД по счетоводните регистри на „ЕСО“ ЕАД на основание, вписано в търговския регистър на 04.02.2014 година Решение с Протокол №71-2013 на „БЕХ“ ЕАД за преобразуване.

Заложени активи

Към 30 юни 2025 г. Групата не е заложила имоти, машини, съоръжения като обезпечение по свои задължения.

11. Нематериални активи

В хиляди лева

	Патенти, лицензи	Софтуер	Други	Разходи за придобиване на ДНА	Общо
Отчетна стойност					
Баланс на 01 януари 2024 г.	18,380	17,706	1,424	-	37,510
Придобити активи	-	-	-	10,409	10,409
Отписани активи	(646)	(1,132)	-	-	(1,778)
Трансфери	8,200	2,173	36	(10,409)	-
Салдо към 31 декември 2024 г.	25,934	18,747	1,460	-	46,141
Салдо към 1 януари 2025 г.	25,934	18,747	1,460	-	46,141
Придобити активи	-	-	-	4,831	4,831
Трансфери	1,057	3,774	-	(4,831)	-
Салдо към 30 юни 2025 г.	26,991	22,521	1,460	-	50,972
Амортизация					
Баланс на 1 януари 2024 г.	13,748	15,958	1,388	-	31,094
Амортизация за периода	3,330	1,195	9	-	4,534
Отписани амортизация	(646)	(1,132)	-	-	(1,778)
Баланс към 31 декември 2024 г.	16,432	16,021	1,397	-	33,850
Салдо към 1 януари 2025 г.	16,432	16,021	1,397	-	33,850
Начислена амортизация	2,003	680	4	-	2,687
Салдо към 30 юни 2025 г.	18,435	16,701	1,401	-	36,537
Балансова стойност					
Салдо към 01 януари 2025 г.	9,502	2,726	63	-	12,291
Салдо към 30 юни 2025 г.	8,556	5,820	59	-	14,435

Към 30 юни 2025 г. Групата не е заложила нематериални активи като обезпечение по свои задължения.

12. Инвестиции

Инвестиции в дъщерни, съвместни и асоциирани предприятия

Инвестицията в „Булгартел“ ЕАД се отчита по метода на собствения капитал в съответствие с МСС 28 „Инвестиции в асоциирани предприятия“. Равнение на финансовата информация от консолидирания отчет на съвместно контролираното предприятие с балансовата стойност на инвестицията на ЕСО ЕАД в „Булгартел“ ЕАД е представено, както следва:

в хиляди лева	31.12.2024 г. одитиран	31.12.2024 г. неодитиран
Нетекущи активи	8,030	7,644
Текущи активи	1,439	1,381
Пари и парични еквиваленти	322	321
Други текущи активи	1,117	1,060
Общо активи	9,469	9,025
Нетекущи пасиви	5,603	5,603
Текущи пасиви	957	853
Общо пасиви	6,560	6,456
Нетни активи	2,909	2,569
Приходи	3,387	3,446
Разходи	(3,273)	(3,318)
Разходи за амортизация и обезценка	(658)	(679)

Разходи за лихви	(99)	(80)
Приходи от данъци върху дохода	(27)	-
Печалба (загуба) за годината	(670)	(631)
Друг всеобхватен доход	404	25
Обща друг всеобхватен доход за годината	(266)	(606)

Междинният консолидиран финансов отчет на „ЕСО“ ЕАД към 30.06.2025 г. е изготвен с предоставени данни от одитиран консолидиран финансов отчет на „Булгартел“ ЕАД към 31.12.2024 г.

„Годишният консолидиран финансов отчет на „ЕСО“ ЕАД към 31.12.2024 г. е изготвен въз основа на неодитиран консолидиран финансов отчет на „Булгартел“ ЕАД към 31.12.2024 г.

Равнение на финансовата информация, посочена по-горе, с балансовата стойност на инвестицията в Булгартел АД е представена, както следва:

<i>В хиляди лева</i>	31.12.2024 г. одитиран	31.12.2024 г. неодитиран
Общо нетни активи на „Булгартел“ ЕАД към 1 януари	5,282	5,282
Печалба (Загуба) за годината	(670)	(631)
Друг всеобхватен доход за годината	404	25
Общо нетни активи на „Булгартел“ ЕАД	5,016	4,676
Дялово участие на Групата	50%	50%
Стойност на инвестицията в „Булгартел“ ЕАД	2,508	2,338
Загуба от обезценка на инвестицията	(2,508)	(2,338)
Балансова стойност на инвестицията в „Булгартел“ ЕАД	-	-

Инвестицията в SEleNe CC се отчита по метода на собствения капитал в съответствие с МСС 28 „Инвестиции в асоциирани предприятия“. Равнение на финансовата информация от консолидирания отчет на съвместно контролираното предприятие с балансовата стойност на инвестицията на „ЕСО“ ЕАД в SEleNe CC е представено, както следва:

<i>В хиляди лева</i>	30.06.2025 г.	31.12.2024 г.
Нетещуци активи	2,564	2,717
Текущи активи	19,548	16,723
Пари и парични еквиваленти	16,796	13,467
Други текущи активи	2,752	3,256
Общо активи	22,112	19,440
Нетещуци пасиви	-	24
Текущи пасиви	5,226	5,685
Общо пасиви	5,226	5,709
Нетни активи преди неконтр. участие	16,886	13,731
Неконтролиращо участие	(47)	(16)
Нетни активи	16,839	13,715
Приходи	8,784	12,076
Общо разходи	(5,197)	(10,324)
Разходи за амортизация и обезценка	(462)	(713)
Разходи за лихви	67	165
Приходи/Разходи от данъци върху дохода	(37)	(284)
Печалба за периода	3,155	920
Друг всеобхватен доход	-	(2)
Обща всеобхватна печалба за периода	3,155	918
Неконтролиращо участие	-	(15)
Обща всеобхватна печалба за годината след неконтролиращо участие	3,155	903

Равнение на финансовата информация, посочена по-горе, с балансовата стойност на инвестицията в SEleNe CC е представена, както следва

<i>В хиляди лева</i>	30.06.2025 г.	31.12.2024 г.
Общо нетни активи на SEleNe CC Д към 1 януари	13,727	12,811
Печалба / Загуба за периода	3,155	918
Друга всеобхватна печалба /загуба за периода	-	(2)
Общо нетни активи на SEleNe CC към 30 юни	16,882	13,727
Неконтролиращо участие	(47)	(15)
Неконтролиращо участие предходни години	4	-
Общо нетни активи на SEleNe CC към 30 юни след неконтролиращо участие	16,839	13,712
Дялово участие на Групата	33.33%	33.33%
Стойност на инвестицията в SEleNe CC към 30 юни	5,613	4,571
Балансова стойност на инвестицията в SEleNe CC към 01 януари	4,576	4,270
Делът от печалбата / (загубата) за периода полагащ се на Групата	1,052	306
Балансова стойност на инвестицията в SEleNe CC към 30 юни	5,627	4,576
Неконтролиращо участие	(14)	(5)
Балансова стойност на инвестицията в SEleNe CC към 30 юни	5,613	4,571

Междинният консолидиран финансов отчет на „ЕСО“ ЕАД към 30.06.2025 г. е изготвен с предоставени данни на SEleNe CC към 30.06.2025 г.

Други инвестиции

От 2019 г. „ЕСО“ ЕАД е акционер в тържната кантора JAO S.A, която изпълнява ролята на Единна Платформа за Разпределение (ЕПР) на преносни способности съгласно Регламент 2016/1719 за установяване на насоки за предварително разпределяне на преносна способност. JAO S.A разпределя дългосрочните преносни способности (годишни и месечни) на всички граници между страните-членки на ЕС. Към 30.06.2025 г. балансова стойност на инвестицията в капитала на JAO S.A е в размер на 507 хил. лв, което представлява 4 % от общия капитал на дружеството. Същата се оценява по справедлива стойност, съгласно МСФО 9 Финансови инструменти.

13.Търговски вземания

<i>В хиляди лева</i>	30 юни 2025 г.	31 декември 2024 г.
Търговски вземания	5,180	9,229
Клиенти достъп пренос. мрежа и реакт.енергия	46,388	62,532
Клиенти балансиращ пазар	24,535	31,092
Клиенти присъединяване към преносната мрежа	6,467	2,136
Вземания по липси и начети	67	63
Клиенти капацитет и ФПП	16,418	22,968
Разходи за бъдещи периоди	14,345	7,286
Съдебни и присъдени вземания	11,036	10,971
Обезценка вземания	(11,036)	(10,971)
	113,400	135,306

14. Други вземания

<i>В хиляди лева</i>	30 юни 2025 г.	31 декември 2024 г.
Предплащания за текущи активи	118	607
Корпоративен данък за възстановяване	92	457
	210	1,064
Дългосрочни вземания КТБ (н)	4,056	4,102
Обезценка на дългосрочни вземания КТБ (н)	(4,056)	(4,102)

Съдебни вземания – парични средства в Корпоративна Търговска Банка (КТБ)

Сумите, останали като налични в "Корпоративна търговска банка" АД, в размер на 5,456,513.61 лв са прехвърлени в съдебни вземания на основание предявен съдебен иск по чл.63, ал.1 от Закона за банковата несъстоятелност. Тези вземания са възникнали преди датата на откриване на производството по несъстоятелност. Към 31.12.2016 г. същите са отразени като дългосрочни вземания, като стойността на вземането и неговата обезценка в размер на 1,091,261.98 лв са отразени на отделно обособени балансови позиции. С решение на Управителен съвет с протокол №4/08.02.2017 година и Надзорен съвет с протокол №5/14.02.2017 година дата е извършена обезценка на вземането от „Корпоративна търговска банка” АД (в несъстоятелност) на стойност 4,853,418.57 лева, за сметка на текущия финансов резултат, която първоначално е отразена във финансовия отчет за 2016 година, а в последствие е сторнирана обезценка на стойност 603,095.04 във връзка с обявена от синдиците частична сметка за разпределение на наличните суми между кредиторите на КТБ АД (н) и е отнесена като краткосрочно вземане в баланса. Към 31.12.2019 г. посочените краткосрочни вземания са възстановени по банковите сметки на дружеството.

На 9 юли 2020 г., Търговският регистър публикува втората частична сметка за разпределение на налични суми между кредиторите на „Корпоративна търговска банка” АД (в несъстоятелност) – КТБ АД (н).

Втората частична сметка е изготвена от синдиците на КТБ АД (н) в изпълнение на разпоредбата на чл.95, ал.1 от Закона за банковата несъстоятелност (ЗБН), съгласно която синдикът изготвя частична сметка за разпределение на наличните суми между кредиторите с приети по смисъла на чл.69, ал.1 вземания съобразно реда, привилегиите и обезпеченията.

Съгласно публикуваната втора частична сметка за разпределение на налични суми между кредиторите на КТБ АД (н) сумата, възстановена по сметките на ЕСО ЕАД е в размер на 472,560.07 лв. през 2020 г.

През м.04.2021г. по сметките на ЕСО ЕАД е възстановена сума в размер на 278,679.38 лв.

През м.02.2025 г. по сметките на ЕСО ЕАД е възстановена сума в размер на 42,255.32 лв.

През м.03.2025г. по сметките на ЕСО ЕАД е възстановена сума в размер на 3,730.93 лв.

Към 30.06.2025 г. стойността на вземането от КТБ АД (н) е в размер на 4,056,192.87 лв и неговата обезценка е 4,056,192.87 лв и са отразени на отделно обособени балансови позиции.

15. Пари и парични еквиваленти

<i>В хиляди лева</i>	30 юни 2025 г.	31 декември 2024 г.
Парични средства в каса лева	33	20
Парични средства в каса във валута	8	8
Парични средства по банкови сметки	102,618	90,213
ПС спец. предназначение регл. 943 2019	766,006	707,367
Обезценка на парични наличности	(3,395)	(2,663)
	865,270	794,945

16. Капитал и резерви

„ЕСО“ ЕАД е с капитал 336,574,380 (словом: триста тридесет и шест милиона петстотин седемдесет и четири хиляди триста и осемдесет) лева, разделен на 336,574,380 (словом: триста тридесет и шест милиона петстотин седемдесет и четири хиляди триста и осемдесет) броя обикновени поименни акции, с номинална стойност 1 лев всяка една.

Обикновени акции

336,574,380 (словом: триста тридесет и шест милиона петстотин седемдесет и четири хиляди триста и осемдесет) лева, разделен на 336,574,380 (словом: триста тридесет и шест милиона петстотин седемдесет и четири хиляди триста и осемдесет) броя обикновени поименни акции, с номинална стойност 1 лев всяка една. Поименните акции не могат да бъдат заменени с акции на приносител.

Всяка една акция дава право на един глас, право на дивидент и на ликвидационен дял от имуществото на дружеството.

Дивиденди

През 2025 г. „ЕСО“ ЕАД е разредило дивидент, съгласно решение с протокол № 33-2025 от 08.05.2025 г. на Съвета на директорите на „БЕХ“ ЕАД (едноличен собственик на капитала на Дружеството към тази дата) в размер на 265,184 хил. лв. от печалбата за 2024 г. Съгласно цитираното решение на 09.05.2025 г. са платени 50% от дивидента в размер на 132,592 хил. лв., а останалите 50% да бъдат платени в нормативно установения срок съгласно разпоредбата на чл. 247а, ал. 5 от Търговския закон.

Законов резерв

Фонд „Резервен“ се формира по реда на член 246, ал. (1) и (2) от Търговския закон. Във фонд „Резервен“ се натрупва най-малко 1/10 от печалбата, която се отделя, докато средствата във фонда стигнат 1/10 или по-голяма част от капитала, определена от устава.

Към 30.06.2025 г. законовите резерви възлизат на 34,100 хил. лева.

Преоценъчен резерв и Други резерви

Преоценъчният резерв на Групата е формиран в резултат на преценка на имоти, машини, съоръжения и оборудване. Съгласно българското законодателство преоценъчният резерв, формиран от преценката на имоти, машини, съоръжения и оборудване, не може да се разпределя за дивиденди.

На основание Решение на едноличния собственик на капитала на Дружеството, документирано с Протокол №71-2013 на „БЕХ“ ЕАД за преобразуване, вписано в търговския регистър на 04.02.2014 година, са прехвърлени от „НЕК“ ЕАД 353,275 хил.лв представляващи допълнителни резерви, отразени в счетоводните регистри на „ЕСО“ ЕАД и представени в Други Резерви – 353,268 хил. лв и 7 хил. лв - Резерв от преоценки по план. с дефинирани доходи.

През 2021 г., съгласно утвърдените Счетоводните политики, дружеството е извършило преценка на имоти, машини, съоръжения и оборудване, в едно с ефекта от данъците върху доходите, отнасящи се до компонентите на друг всеобхватен доход възлизащи на 69,372 хил. лв, в т. ч. 77,080 хил. лв преценка и 7,708 хил.лв данък са представени в отделна секция „Резерв от преоценки на имоти, машини и съоръжения“ в Отчета за Промените в Собствения Капитал, за годината завършваща на 31.12.2021 г.

През 2024 г., съгласно утвърдените Счетоводните политики, дружеството е извършило преценка на имоти, машини, съоръжения и оборудване, в едно с ефекта от данъците върху доходите, отнасящи се до компонентите на друг всеобхватен доход възлизащи на 294,975 хил. лв, в т. ч. 327,750 хил. лв преценка и 32,775 хил.лв данък са представени в отделна секция „Резерв от преоценки на имоти, машини и съоръжения“ в Отчета за Промените в Собствения Капитал, за годината завършваща на 31.12.2024 г.

Преоценката на нетните пасиви по плановете с дефинирани доходи на персонала, в едно с ефектът от данъците върху доходите, отнасящи се до компонентите на друг всеобхватен доход възлизащи на (1,611)

хил.лв. , към 30.06.2025 г., към 30.06.2024 г. - (3,542) хил.лева., са представени в отделна секция „Резерв от преоценки по план с дефинирани доходи” в Отчета за Промените в Собствения Капитал за съответния период.

Размерът на преоценъчния резерв към 30.06.2025 г. е на стойност 2,147,162 хил. лв, допълнителните резерви фонд „Специален“ са 19,106 хил. лв, и резервите от преоценка по план с дефинирани доходи е (20,392) хил. лв.

17. Отсрочени приходи

<i>В хиляди лева</i>	30 юни 2025 г.	31 декември 2024г.
Отсрочени приходи – дългосрочни по Регламент 714/2009, нов 943/2019	785,705	727,161
Отсрочени приходи – краткосрочни по Регламент 714/2009, нов 943/2019	17,781	16,141
Отсрочени приходи – краткосрочни други	16	14
	<u>803,502</u>	<u>743,316</u>

Притежавайки лиценза за пренос на електрическа енергия и активите от електроенергийната система, „ЕСО“ ЕАД е длъжно да прилага изискванията на Регламент (ЕС) 2019/943 (стар №714/2009) на Европейския парламент и на Съвета от 05 юни 2019 година. Съгласно т. 2, чл. 19 от същия всички приходи от разпределението на междусистемните електропроводи се използват за следните цели:

- а) гарантиране на действителната наличност на разпределения капацитет, включително обезщетение за гарантираност или
- б) поддържане или увеличаване на междусистемните капацитети чрез оптимизиране на използването на съществуващите междусистемни електропроводи посредством координирани коригиращи действия, където е приложимо; или покриване на разходи, произтичащи от мрежви инвестиции, свързани с намаляване на претоварването в междусистемните електропроводи.

През 2025 г. в ГФО на „ЕСО“ ЕАД е заделена сума в кредита на сметка 755 Специален резерв, съгласно Регламент 943/2019 в размер на 93,110 хил.лв. от постъпленията за ФПП през 2025 г. По дебита на същата сметка са осчетоводени 24,835 хил.лв. за покриване на разходите за намаляване на цената пренос. От сметка 755 Специален резерв е прехвърлена по аналитични подсметки на същата сума в размер на 64,536 хил. лв по съответните обекти за изграждане на конкретни дълготрайни активи. Към 30.06.2025 г. са заделени средства по сметка 755 Специален резерв в изпълнение на Регламент 943 в размер на 356,273 хил. лв.

Неамортизираната стойност на посочените по –горе обекти към 30.06.2025 г. по счетоводна сметка 755 „Регламент 943 “ е на стойност 447,213 хил. лв. в това число: дългосрочна част 429,432 хил. лв. и краткосрочна част 17,781 хил. лв. .

За периода към 30.06.2025 г. е признат приход от прилагането на „Регламент 943 (стар 714)“ на стойност 8,091 хил. лв.

18. Отсрочено финансиране

<i>В хиляди лева</i>	30 юни 2025 г.	31 декември 2024г.
Отсрочено финансиране - дългосрочна част	296,143	287,386
Отсрочено финансиране - краткосрочна част	9,927	10,416
	<u>306,070</u>	<u>297,802</u>

Към 30.06.2025 г. са признати приходи от финансираня за придобиване на ДА на обща стойност 5,378 хил.лева, от които осчетоводените приходи по обекти, свързани с НПИ, са в размер на 826 хил. лв., а по НПВУ – 1,966 хил. лв.

19. Търговски задължения

<i>В хиляди лева</i>	30 юни 2025 г.	31 декември 2024 г.
Задължения към доставчици на материали и услуги	22,482	15,245
Задължения към доставчици на разполагаемост допълнителни услуги	1,667	1,816
Задължения към доставчици на балансиращ пазар	20,626	26,628
Задължения към застрахователи	11,107	4,249
Други търговски задължения	25,974	41,783
Доставчици при определени условия	3,539	3,103
	85,395	92,824

20. Други задължения

<i>В хиляди лева</i>	30 юни 2025 г.	31 декември 2024 г.
Депозити по търгове	53,210	52,471
Гаранции по договори	3,037	2,915
Задължения към персонала	18,063	23,285
Задължения за обществено осигуряване	5,594	5,509
Гаранции клиенти присъединяване	38,222	4,997
Други	16,267	16,315
	134,393	105,492

21. Приходи

Сегментна информация за приходите по договори с клиенти

<i>В хиляди лева</i>	за 6 месеца към 30 юни 2025 г.	за 6 месеца към 30 юни 2024 г.
Приходи от управление на електроенергийната система	386,532	295,756
Приходи от пренос през електропреносната мрежа	258,580	273,593
Приходи от продажби инженеринг	14	69
Приходи от дейност цех Пловдив	138	9
	645,264	569,427

21 (а) Управление на електроенергийната система

<i>В хиляди лева</i>	за 6 месеца към 30 юни 2025 г.	за 6 месеца към 30 юни 2024 г.
Приходи от достъп до електропреносната мрежа	108,635	65,107
Приходи от междуоператорско компенсиране за изп.на преносните мрежи	2,183	3,999
Приходи от администриране на пазара, свързан с ел.енергия	246,512	186,651
Приходи FSKAR , IGCC, Picasso	29,148	39,937
Приходи от инфраструктурна услуга	54	62
Нетни приходи от продажба от управление на електроенергийната система	386,532	295,756

21 (б) Приходи от пренос през ЕПМ

В хиляди лева	за 6 месеца към 30 юни 2025 г.	за 6 месеца към 30 юни 2024 г.
Приходите от пренос през ЕПМ	233,745	247,986
Приходи за поевтиняване на тарифата	24,835	25,607
Нетни приходи от продажба от пренос през ЕПМ	258,580	273,593

22. Други приходи от дейността

В хиляди лева	за 6 месеца към 30 юни 2025 г.	за 6 месеца към 30 юни 2024 г.
Приходи от реактивна енергия	28,552	16,640
Приходи от неустойки по неизпълнение на договорни задължения	223	1,558
Приходи от финансираня	17,150	4,404
Приходи от наеми и други услуги	3,454	4,812
Приходи от присъединяване	42,033	13,922
Приходи от излишъци на активи	518	76
Приходи от наем на оптични влакна	14	14
Приходи от Регламент 943 на ЕС	8,091	3,405
Приходи от продажби Енерго 2	19	8
	100,054	44,839

23. Разходи за материали

В хиляди лева	за 6 месеца към 30 юни 2025 г.	за 6 месеца към 30 юни 2024 г.
Разходи за основни материали	(787)	(676)
Разходи за течни горива и смазочни материали	(1,290)	(1,378)
Разходи за резервни части	(1,305)	(1,014)
Разходи за работно облекло	(387)	(155)
Разходи за инструменти и инвентар	(134)	(142)
Разходи материали охрана на труда	(329)	(352)
Разходи за други материали	(18)	(15)
Разходи за канцеларски материали и консумативи	(67)	(67)
Разходи за придобиване на нетекущи активи по стопански начин	(9,664)	(20,377)
	(13,981)	(24,176)

24. Разходи за външни услуги

В хиляди лева	за 6 месеца към 30 юни 2025 г.	за 6 месеца към 30 юни 2024 г.
Разходи за ремонти	(10,602)	(9,395)
Разходи за наеми	(439)	(217)
Разходи за охрана обекти	(8,489)	(7,297)
Разходи за съобщителни услуги	(274)	(268)
Разходи за отопление и осветление	(845)	(665)
Разходи за застраховки	(7,210)	(6,600)
Разходи за абонаментно поддържане на техника	(505)	(221)
Разходи за информационни услуги	(1,265)	(1,206)
Разходи за други външни услуги	(550)	(661)
Разходи за независим финансов одит	(46)	(34)

Разходи за данъци и такси	(482)	(465)
Разходи такси БНЕБ	(135)	(128)
Разходи за единно свързване на пазарите и евр.платформи	(2,011)	(1,316)
Разходи граждански договори и хонорари	(439)	(468)
Разходи за полиграфски услуги	(3)	-
	(33,295)	(28,941)

25. Други разходи

<i>В хиляди лева</i>	за 6 месеца към 30 юни 2025 г.	за 6 месеца към 30 юни 2024 г.
Разходи за командировки	(788)	(616)
Разходи за обучение и квалификация	(570)	(203)
Разходи за дарения	(205)	(117)
Разходи за местни данъци и такси	(1,229)	(1,033)
Разходи за обезценки на финансови активи	(874)	(1,280)
Разходи фонд Сигурност на ЕЕС	(17,119)	(15,655)
Други разходи	(1,111)	(988)
	(21,896)	(19,892)

26. Задължения за данъци

<i>В хиляди лева</i>	30 юни 2025 г.	31 декември 2024 г.
Разчети за корпоративен данък върху печалбата	4,844	32
Разчети по данък върху доходите на физическите лица	3,353	3,532
Разчети по ДДС за внасяне	4,083	5,081
Разчети по ЗКПО	129	138
Задължения към фонд СЕС	2,390	3,148
Разчети за национален допълнителен данък	5,573	5,573
Други данъци, дългове и акцизи	13	6
	20,385	17,510

27. Активи и пасиви по отсрочени данъци

Признати отсрочени данъчни активи и пасиви

Отсрочените данъчни активи и пасиви в баланса на ЕСО ЕАД към 30.06.2025 г. се дължат на следните позиции:

<i>В хиляди лева</i>	за 6 месеца към 30 юни 2025 г.	за 6 месеца към 30 юни 2024 г.
Данъци признати в печалби и загуби		
Данък за текущия период	(16,866)	(16,653)
Отсрочен данък		
Възникване и обратно проявление на временни разлики	1,875	1,449
Общо разходи за данъци	(14,991)	(15,204)

	за 6 месеца към 30 юни 2025 г.			за 6 месеца към 30 юни 2024 г.		
	Преди данъци	Данъчен (разход) приход	Нетно от данъци	Преди данъци	Данъчен (разход) приход	Нетно от данъци
Актюерски печалби(загуби) по планове с дефинирани доходи	(1,791)	180	(1,611)	(3,935)	393	(3,542)
	(1,791)	180	(1,611)	(3,935)	393	(3,542)

В хиляди лева	Активи			Пасиви		Нетно	
	30 юни 2025 г.	1 януари 2025 г.	31 декември 2024 г.	30 юни 2025 г.	31 декември 2024 г.	30 юни 2025 г.	31 декември 2024 г.
ДМА и други	-	-	-	203,567	204,730	203,567	204,730
Финансиране на ДА и други	(29,955)	(29,308)	(29,308)	-	-	(29,955)	(29,308)
Задължение за обезщ. при пенсиониране	(2,853)	(2,689)	(2,689)	-	-	(2,853)	(2,689)
Провизии	(707)	(759)	(759)	-	-	(707)	(759)
Неизплатени задълж. към местни физ лица	(1,165)	(1,004)	(1,004)	-	-	(1,165)	(1,004)
Задълж. за неизползван отпуск	(44)	(149)	(149)	-	-	(44)	(149)
Обезценка МЗ	(24)	(24)	(24)	-	-	(24)	(24)
Обезценка вземания	(545)	(539)	(539)	-	-	(545)	(539)
Обезценка парични средства	(744)	(675)	(675)	-	-	(744)	(675)
Обезценка инвестиции	(325)	(325)	(325)	-	-	(325)	(325)
Обезценка на активи	(10)	(10)	(10)	-	-	(10)	(10)
Данъчни (активи) пасиви	(36,372)	(35,482)	(35,482)	-	-	(36,372)	(35,482)
Нетиране на данъците	203,567	204,730	204,730	203,567	204,730	203,567	204,730
Нетни данъчни (активи) пасиви	167,195	169,248	169,248	203,567	204,730	167,195	169,248

В хиляди лева	Баланс на 1 януари 2024	Признати печалби и загуби	Признати в друг всеобхватен доход	Баланс на 31 декември 2024	Баланс на 1 януари 2025	Признати в печалба и загуба	Признати в друг всеобхватен доход	Баланс на 30 юни 2025
Имоти, машини, съоръжения и оборудване	172,223	(268)	32,775	204,730	204,730	(1,163)	-	203,567
Финансиране на ДА и други	(26,165)	(3,143)	-	(29,308)	(29,308)	(647)	-	(29,955)
Задължения по планове за дефинирани доходи	(2,496)	110	(303)	(2,689)	(2,689)	15	(180)	(2,853)
Провизии	(618)	(141)	-	(759)	(759)	52	-	(707)
Задължения към персонала	(1,009)	5	-	(1,004)	(1,004)	(161)	-	(1,165)
Начисления за неизползван платен годишен отпуски	(152)	3	-	(149)	(149)	105	-	(44)
Обезценка материални запаси	(24)	-	-	(24)	(24)	-	-	(24)
Обезценка търговски вземания	(480)	(59)	-	(539)	(539)	(6)	-	(545)
Обезценка парични средства	(654)	(21)	-	(675)	(675)	(69)	-	(744)
Обезценка инвестиции	(172)	(153)	-	(325)	(325)	-	-	(325)
Обезценка активи	(22)	12	-	(10)	(10)	-	-	(10)
Данъци признати в друг всеобхватен доход	140,431	(3,655)	32,472	169,248	169,248	(1,873)	(180)	167,195

При определяне на текущия и отсрочените данъци, Дружеството е възприело за счетоводната база, описаните в бележка 4. Счетоводна политика.

При изчисление на отсрочените данъци към 30 юни 2025 година е приложена данъчна ставка 10%, която е определена със Закона за корпоративното подоходно облагане за 2025 година (за 2024 година е използвана също 10% ставка, която е приложимата съгласно закона за 2024 година).

28. Финансови инструменти

(а) Счетоводни класификации и справедливи стойности

Таблицата показва балансовите и справедливите стойности на финансовите активи и финансовите пасиви, включително нивата им в йерархията на справедливите стойности. Не е включена информация за справедливите стойности, ако балансовата стойност е разумно приближение на справедливата стойност.

<i>В хил. лева</i>	Бел.	Балансова стойност		Обща
		Заеми и вземания	Други финансови пасиви	
30 юни 2025 г.				
Финансови активи, които не се оценяват по справедлива стойност				
Вземания от свързани лица	31	21,612	-	21,612
Търговски вземания	13	98,989	-	98,989
Пари и парични еквиваленти	15	865,270	-	865,270
		985,871	-	985,871
Финансови пасиви, които не се оценяват по справедлива стойност				
Задължения към свързани лица	31	-	(170,593)	(170,593)
Търговски задължения	19	-	(85,395)	(85,395)
Други задължения	20	-	(110,182)	(110,182)
		-	(366,170)	(366,170)
31 декември 2024				
Финансови активи, които не се оценяват по справедлива стойност				
Вземания от свързани лица	32	33,727	-	33,727
Търговски вземания	10	127,957	-	127,957
Пари и парични еквиваленти	13	794,945	-	794,945
		956,629	-	956,629
Финансови пасиви, които не се оценяват по справедлива стойност				
Задължения към свързани лица	32	-	(37,691)	(37,691)
Търговски задължения	17	-	(92,824)	(92,824)
Други задължения	18	-	(76,036)	(76,036)
		-	(206,551)	(206,551)

На база на направените анализи ръководството счита, че балансовите стойности на финансовите активи и пасиви могат са приемат за разумно приближение с тяхната справедлива стойност.

29. Условни задължения

Към 30.06.2025 г. в дружеството са сключени договори по реда на Закона за обществените поръчки за изграждане, ремонт на активи и текуща поддръжка на активите на „ЕСО“ ЕАД, съгласно които възникват договорни задължения за 2025 г. в размер на 720,322 хил. лева, към 31.12.2024 г. са в размер на 712,260 хил. лева.

30. Задължения за обезщетения при пенсиониране

В хиляди лева

	30 юни 2025 г.	31 декември 2024 г.
Дългосрочни задължения за обезщетения при пенсиониране	24,669	22,777
Краткосрочни задължения за обезщетения при пенсиониране	3,869	4,126
Общо задължения за доходи на наети лица	28,538	26,903

Движения на настоящата стойност на задълженията по планове с дефинирани доходи

<i>В хиляди лева</i>	30 юни 2025 г.	31 декември 2024 г.
Настояща стойност на задълженията към 1 януари	26,903	24,962
Платени суми	(1,548)	(3,793)
Разходите за настоящи услуги	847	1,599
Разходи за лихви	538	1,103
Актюерски (печалби)/загуби от промени във финансови предположения	1,798	3,032
Настояща стойност на задълженията към 31 декември	28,538	26,903

Разходите са признати в следните позиции от отчета за всеобхватния доход

<i>В хиляди лева</i>	за 6 месеца към 30 юни 2025 г.	за 6 месеца към 30 юни 2024 г.
Разходи за текущи услуги	(847)	(898)
Разходи за лихви върху задължението	(538)	(559)
Актюерска печалба/(загуба)	(1,798)	(3,935)
	(3,183)	(5,392)

31. Свързани лица

Предприятие-майка и крайно контролиращо лице

„БЪЛГАРСКИ ЕНЕРГИЕН ХОЛДИНГ“ ЕАД, ЕИК: 831373560

Контролиращо лице на Дружеството майка или контролиращото лице

БЪЛГАРСКАТА ДЪРЖАВА ЧРЕЗ МИНИСТЪРА НА ЕНЕРГЕТИКАТА, ЕИК на МИЕ 130169256

Ключов ръководен персонал на „ЕСО“ ЕАД:

Към 30.06.2025 г. Надзорният съвет /НС/ се състои от петима членове в състав:

1. Александър Александров Тричков – член на НС и Председател на НС;
2. Евден Тодоров Николов – член на НС и Заместник председател на НС;
3. Костадин Иванов Попов – член на НС
4. Пламен Георгиев Радонов – член на НС;
5. Илиян Николаев Скарлатов – член на НС

Към 30.06.2025 г. Управителният съвет /УС/ се състои от трима членове в състав, както следва:

1. Ангелин Николаев Цачев – Член на УС и Изпълнителен директор на ЕСО ЕАД;
2. Антон Пенков Славов – Член на УС и Председател на УС;

3. Пламен Веселинов Йорданов – Член на УС.

На основание чл.81 к, ал.2 от Закона за енергетиката и в съответствие с Устава на дружеството, Надзорният съвет на „ЕСО“ ЕАД, избира отговорник по съответствието на дружеството. Отговорникът по съответствието на „ЕСО“ ЕАД е Григор Григоров.

Групата се управлява и представлява от Управителния съвет.

Непосредственото, ежедневно ръководство, се осъществява от изпълнителния директор, съобразно уредените от Устава на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД негови компетенции.

Към 30.06.2025 г. ключов ръководен персонал на БЕХ ЕАД (контролиращото лице):

Васил Георгиев Стойнов - Председател и член на Съвета на директорите
Калин Боянов Филипов – Заместник-председател и член на Съвета на директорите
Валентин Алексиев Николов - Изпълнителен член на Съвета на директорите
Диян Атанасов Иванов - Член на Съвета на директорите
Иво Иванов Тодоров - Член на Съвета на директорите

Свързани лица в групата на БЕХ ЕАД:

„Национална Електрическа Компания“ ЕАД
„АЕЦ Козлодуй“ ЕАД
„ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД
„Мини Марица-изток“ ЕАД
„Булгаргаз“ ЕАД
„Булгартрансгаз“ ЕАД
„АЕЦ Козлодуй – Нови мощности“ ЕАД
„ВЕЦ Козлодуй“ ЕАД
„Интерприборсервиз“ ООД
„Булгартел-Скопие“ ДООЕЛ
„Газов хъб Балкан“ ЕАД

Дъщерни предприятия

„ЕСО Инженеринг“ ЕООД
„ЕСО Проект“ ЕООД
„ЕСО Чардж“ ЕАД

Асоциирани и съвместни предприятия

„Булгартел“ ЕАД
„Оператор Загоре“ АД

SEleNe CC (Southeast Electricity Network Coordination Center) със седалище гр. Солун, Гърция

Тръжната кантора JAO S.A, която изпълнява ролята на Единна Платформа за Разпределение (ЕПР) на преносни способности.

Сделки и салда със свързани чрез „БЕХ“ ЕАД

<i>В хиляди лева</i>	Стойност на сделките към 30.06.2025	Стойност на сделките към 30.06.2024	Крайни салда към 30.06.2025	Крайни салда за годината приключила на 31.12.2024
Свързани чрез БЕХ ЕАД				
НЕК ЕАД				
Продажба на стоки и услуги:				
- пренос на ел.енергия	94	64	16	22
- достъп до преносната мрежа	6	4	1	1
достъп производители	4,042	2,876	987	288
- балансираща енергия	7,592	10,570	857	1,359
Вземания			1,861	1,670
Покупка на стоки и услуги:				
- разполагаемост за доп.усл./резерв от първично и вторично регулиране	(18,801)	(23,722)	(4,313)	(5,432)
- балансираща ел. енергия	(4,597)	(8,602)	(672)	(724)
- енергия от регулиране	(46,015)	(29,166)	(9,192)	(10,022)
-ел.енергия за технологични р-ди	-	(2,621)	-	-
-почивни бази, барче, представителни разходи	(3)	(5)	-	-
Гаранции			(10,593)	(1,760)
Задължения			(24,770)	(17,938)
АЕЦ КОЗЛОДУЙ ЕАД				
Продажба на стоки и услуги:				
- балансираща енергия	710	800	396	61
-достъп и реактивна енергия	90	102	12	20
-достъп производители	35,231	17,981	6,039	8,240
- пренос на ел.енергия	56	118	5	1
- цена присъединяване	-	133	-	-
Аванс за ел.енергия техн.р-д	-	-	4	2,603
Вземания			6,456	10,925
Покупка на стоки и услуги:				
-нощувки	(1)	(2)	-	-
- ел.енергия технологичен разход	(10,758)	(18,541)	-	-
-балансираща енергия	(1,221)	(1,646)	(369)	(294)
- По договор за присъединяване	-	(131)	-	-
- Други	(1)	(2)	-	-
Гаранции	-	-	(487)	(497)
Задължения			(856)	(791)
МИНИ МАРИЦА ИЗТОК ЕАД				
Продажба на стоки и услуги:				
- достъп и реактивна енергия	596	1,267	134	160
- пренос на ел.енергия	1,875	1,631	761	742
- неустойка	-	4	-	-
- балансираща енергия	369	-	258	-
Вземания			1,153	902
Покупка на стоки и услуги:				
-достъп до съоръжения	(46)	(36)	(55)	(59)
- балансираща енергия	(529)	-	(344)	-
- Други	(1)	-	-	-
Гаранции	-	-	(628)	(102)
Задължения			(1,027)	(161)

ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2 ЕАД				
Продажба на стоки и услуги:				
- достъп и реактивна енергия	49	11	10	17
- достъп до производители	10,238	3,265	782	3,792
- пренос на ел.енергия	57	33	12	13
- балансираща енергия	2,724	1,902	253	439
Аванс за ел.енергия техн.р-д	-	-	-	1,029
Вземания			1,057	5,290
Покупка на стоки и услуги:				
- разполагаемост за доп.усл./резерв от първично и вторично регулиране	(9,389)	(1,924)	-	(2,218)
-балансираща енергия	(1,835)	(2,194)	(168)	(839)
- енергия от регулиране	(12,518)	(10,631)	(2,266)	(4,925)
- ел.енергия технологичен разход	(4,919)	(5)	-	-
Гаранции	-	-	(5,483)	(5,739)
Задължения			(7,917)	(13,721)
БУЛГАРТРАНСГАЗ ЕАД				
Продажба на стоки и услуги:				
- достъп и реактивна енергия	13	9	1	2
- пренос на ел.енергия	16	15	3	3
Вземания			4	5
Покупка на стоки и услуги:				
Гаранции	-	-	(13)	(20)
Задължения			(13)	(20)
ВЕЦ КОЗЛОДУЙ ЕАД				
Продажба на стоки и услуги:				
- достъп производители	71	30	16	17
Вземания			16	17
Покупка на стоки и услуги:				
Гаранции	-	-	(27)	(29)
Задължения			(27)	(29)
БЕХ ЕАД				
дивиденди	(265,184)	(123,503)	(132,592)	-
Задължения			(132,592)	-
Общо задължения група БЕХ:			(167,202)	(32,660)
Общо вземания група БЕХ:			10,547	18,809

Свързани лица, извън група БЕХ

<i>В хиляди лева</i>	Стойност на делките към 30.06.2025	Стойност на делките към 30.06.2024	Крайни салда към 30.06.2025	Крайни салда за годината приключила на 31.12.2024
<i>Други държавно контролирани дружества</i>				
МИНИСТЕРСТВО НА ЕНЕРГЕТИКАТА				
Начисл.компенсация РМС739/26.10 и РМС771/06.11.21	11,237	-	-	7,189
Вземания			-	7,189
БНЕБ ЕАД				
Продажба на стоки и услуги:				
ел.енергия	168	2,346	1	57
Гаранции			10,380	10,380

Вземания			10,381	10,437
Покупка на стоки и услуги:				
ел.енергия	(76,534)	(38,474)	(1,150)	(3)
такси	(81)	(126)	(2)	-
Задължения			(1,152)	(3)
ЛЕТИЩЕ ПЛОВДИВ ЕАД				
Продажба на стоки и услуги:				
- достъп и реактивна енергия	11	6	1	2
- пренос на ел.енергия	8	7	1	2
Вземания			2	4
Покупка на стоки и услуги:				
Гаранции	-	-	(8)	(6)
Задължения			(8)	(6)
МИНИСТЕРСТВО НА РЕГИОНАЛНОТО РАЗВИТИЕ И БЛАГОУСТРОЙСТВОТО				
Покупка на стоки и услуги:				
ОВОС, такси	(9)	(9)	-	-
АВТОМАГИСТРАЛИ ЕАД				
Продажба на стоки и услуги:				
- такси за съгласуване на проект	11	-	-	-
ЮЖНОЦЕНТРАЛНО ДЪРЖАВНО ПРЕДПРИЯТИЕ				
Покупка на стоки и услуги:				
- такси за съгласуване на проект	(1)	-	-	-
МИНИСТЕРСТВО НА ОКОЛНАТА СРЕДА И ВОДИТЕ				
Покупка на стоки и услуги:				
- такси за съгласуване на проект	(1)	-	-	-
ПРИСТАНИЩЕ БУРГАС ЕАД				
Продажба на стоки и услуги:				
- достъп и реактивна енергия	16	8	1	5
- пренос на ел.енергия	28	32	5	6
Вземания			6	11
Покупка на стоки и услуги:				
- обучение	(1)	-	-	-
Гаранции	-	-	(22)	(19)
Задължения			(22)	(19)
ДП НАЦИОНАЛНА КОМПАНИЯ "ЖЕЛЕЗОПЪТНА ИНФРАСТРУКТУРА"				
Продажба на стоки и услуги:				
- достъп до преносната мрежа	120	152	21	27
- реактивна енергия	690	376	134	187
- пренос на ел.енергия	1,933	2,272	343	401
- балансираща енергия	973	993	125	219
- изчисл.токове и проучване	1	-	-	-
- присъед. към преносната мрежа	9	-	-	-
Вземания:			623	834
Покупка на стоки и услуги:				
-балансираща енергия	(2,362)	(1,065)	(524)	(268)
- оперативно обслужване на подстанция	(18)	(12)	(4)	(3)
-обезопасяване и разработване на прозорци	(5)	(7)	(28)	-
Гаранции			(1,599)	(1,363)
Задължения			(2,155)	(1,634)

ВМЗ АД				
<i>Продажба на стоки и услуги:</i>				
- достъп до преносната мрежа	17	18	3	3
- пренос на ел.енергия	277	274	43	49
- цена присъединяване	72	-	-	-
- съгласуване на проекти	-	1	-	-
Вземания:			46	52
Терем-КРЗ Флотски Арсенал Варна				
<i>Продажба на стоки и услуги:</i>				
- достъп до преносната мрежа	3	4	-	1
- пренос на ел.енергия	45	55	4	13
Вземания:			4	14
<i>Покупка на стоки и услуги:</i>				
Гаранции	-	-	(22)	(33)
Задължения			(22)	(33)
Терем-Хан Крум ЕООД				
<i>Продажба на стоки и услуги:</i>				
- достъп до преносната мрежа	1	1	-	-
- пренос на ел.енергия	9	11	1	2
Вземания:			1	2
<i>Покупка на стоки и услуги:</i>				
Гаранции	-	-	(5)	(5)
Задължения			(5)	(5)
Български пощи ЕАД				
<i>Покупка на стоки и услуги:</i>				
- пощенски услуги	(17)	(15)	(2)	(3)
Гаранции	-	-	-	(2)
Задължения			(2)	(5)
Ви К - дружества в страната				
<i>Продажба на стоки и услуги:</i>				
- достъп до преносната мрежа	2	2	1	4
- реактивна енергия	2	1	-	-
- пренос на ел.енергия	29	30	6	4
Вземания:			7	8
<i>Покупка на стоки и услуги:</i>				
- питейна вода	(58)	-	(11)	(8)
Гаранции	-	-	(13)	(15)
Задължения			(24)	(23)
Напоителни системи ЕАД				
<i>Покупка на стоки и услуги:</i>				
Съгласуване на проект	(5)	(3)	(1)	-
Задължения			(1)	-
<i>Продажба на стоки и услуги:</i>				
- такса съгласуване на проект	2	-	-	-
НАЦИОНАЛНА КОМПАНИЯ ИНДУСТРИАЛНИ ЗОНИ ЕАД				
<i>Продажба на стоки и услуги:</i>				
- проучване за присъединяване	6	-	-	-
БУЛ БИО - НЦЗПБ ЕООД				

Покупка на стоки и услуги:

- други	-	(24)	-	-
МБАЛ Лозенец ЕАД				
<i>Покупка на стоки и услуги:</i>				
Спортно оздравителни услуги	(4)	(24)	-	-
Задължения:			-	(5)
Общо задължения извън група БЕХ:			(3,391)	(1,733)
Общо вземания извън група БЕХ:			11,070	18,551

Общо задължения:			(170,593)	(34,393)
Общо вземания:			21,617	37,360

Общо вземания свързани лица към 30.06.2025 г. са 21,617 хил.лв., в т.ч. 10,547 хил. лв. свързани лица от група БЕХ. Общо задължения свързани лица към 30.06.2025 г. са 170,593 хил. лв., в т.ч. 167,202 хил. лв. свързани лица от група БЕХ – 132,592 хил.лв. начислен, но неизплатен към 30.06.2025 г. дивидент.

Всички крайни салда със свързани лица са при пазарни цени и се уреждат до шест месеца от датата на отчета.

32. Провизии

<i>В хиляди лева</i>	30 юни 2025 г.	31 декември 2024 г.
Провизии по съдебни дела, водени срещу ЕСО ЕАД	4,842	5,362
Провизии за екология	2,240	2,242
	7,082	7,604

33. Събития след датата на отчетния период

С Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР) утвърди считано от 01.07.2025 г. следните цени за „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,36 лв./MWh
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 4,22 лв./MWh
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,49 лв./MWh
- Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 14,86 лв./MWh

Между датата на междинния съкратен консолидиран финансов отчет и датата на приемането му не са възникнали коригиращи събития.



ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР



**КОНСОЛИДИРАН ДОКЛАД ЗА ДЕЙНОСТТА НА
ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР ЕАД**

към 30.06.2025 г.

СЪДЪРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ I – УВОД.....	3
РАЗДЕЛ II - ЧОВЕШКИ РЕСУРСИ.....	11
РАЗДЕЛ III - РЕГУЛАЦИЯ И ПАЗАР.....	13
РАЗДЕЛ IV – ОПЕРАТИВНА ДЕЙНОСТ.....	24
РАЗДЕЛ V – ФИНАНСОВ ОТЧЕТ И АНАЛИЗ.....	49
РАЗДЕЛ VI – ИНВЕСТИЦИИ, РЕМОНТ, ПОДДРЪЖКА.....	56
РАЗДЕЛ VII – ПРОЕКТИ.....	58
РАЗДЕЛ VIII – ЕКОЛОГИЯ.....	62
РАЗДЕЛ X – СЪБИТИЯ СЛЕД ДАТА НА ОТЧЕТ.....	63

Междинният консолидиран доклад на Групата обхваща дейността на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД, Компанията – майка) и неговите дъщерни предприятия „ЕСО Инженеринг“ ЕООД, „ЕСО Проект“ ЕООД и „ЕСО Чардж“ ЕАД.

На 16.06.2025 г. е вписано в Търговския регистър акционерно дружество с наименование „Оператор Загоре“ АД. „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД притежава 50 % от капитала на дружеството, а останалите 50% са собственост на „Индустриална зона Загоре“ АД. Предметът на дейност на новоучреденото дружество включва експлоатация на затворена разпределителна мрежа, разпределение на електрическа енергия и природен газ в затворена разпределителна мрежа и предоставяне на енергийни услуги, които са пряко свързани с посочените дейности, съгласно съответните нормативни, лицензионни и други изисквания.

Към първо полугодие на 2025 г. „Оператор Загоре“ АД не е осъществявало оперативна дейност.

В доклада е взета предвид инвестиция по метода на собствения капитал в „Булгартел“ АД и инвестиция в Southeast Electricity Network Coordination Center (SEleNe CC) със седалище в Солун, Гърция.

ЕСО ЕАД (компания-майка) заедно с дъщерните му дружества формират икономическа група, чиято структура е следната:



Основен приоритет в дейността на Компанията – майка и през първо полугодие на 2025 г. е изпълнението на лицензионните задължения – обезпечаване на оперативната сигурност и надеждност на електроенергийната система по отношение на преноса на електроенергия, баланса на системата и адекватно развитие на мрежата. Компанията-майка осъществява дейността си в условията на регулиран пазар – цените за достъп до и пренос през електропреносната мрежа са регулирани от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР). Електрическата енергия за компенсиране на

технологичните разходи по пренос се закупува от дружеството по свободно договорени цени – от организирания борсов пазар на Българската независима енергийна борса (БНЕБ) ЕАД считано от 01 юли 2018 г. съгласно промени в Закона за енергетиката (ЗЕ), обн. в ДВ, бр. 38/08.05.2018 г.

ЕСО ЕАД се стреми да повишава както надеждността на преноса, така и икономическата ефективност при управление на активите като въвежда и използва най-съвременните методи за планиране, поддръжка и мониторинг.

Компанията майка е пълноправен член на ENTSO-E – европейската организация на системните оператори за пренос на електроенергия и осъществява синхронна работа с останалите ЕЕС¹ от континентална Европа, в съответствие с Рамково Споразумение за работа в синхронната зона за регионална група Континентална Европа (Synchronous Area Framework Agreement for RC CE). ЕСО е пълноправен член на ЕПР² на преносни способности (Single Allocation Platform) в съответствие с Регламент (ЕС) 2016/1719 и подписаното Споразумение за сътрудничество в Единната платформа за разпределение (Single Allocation Platform Cooperation Agreement).

Компанията майка е акционер в тържната кантора JAO S.A., която изпълнява ролята на ЕПР на преносни способности съгласно Регламент 2016/1719 за установяване на насоки за предварително разпределяне на преносна способност. JAO S.A. разпределя дългосрочните преносни способности (годишни и месечни) на всички граници между страните членки на ЕС.

Операторите на преносни системи на България (ЕСО ЕАД), Гърция (ИПТО) и Италия (TERNA SpA) са акционери с равни дялове в дружеството за координиране на сигурността на електроенергийната мрежа в Югоизточна Европа - Southeast Electricity Network Coordination Center (“SEleNe CC”) със седалище в гр. Солун, Гърция. SEleNe CC е регионален координационен център (RCC), съгласно Регламент 943/2019, за ОПС в Югоизточна Европа.

Предмет на дейност

Съгласно разпоредбите на ЗЕ, компанията майка е собственик на активите, свързани с дейността по пренос на електрическа енергия, включително на преносната мрежа, има собствена идентичност, отделно седалище, персонал и ползва самостоятелно необходимото му оборудване и правни, счетоводни и информационни услуги. Групата разполага с всички човешки, технически, физически и финансови ресурси, необходими за извършване на дейността по пренос на електрическа енергия. Компанията майка има право да взема решения, независимо от вертикално интегрираното предприятие по отношение на активи, необходими за функционирането, поддръжката или развитието на преносната мрежа, както и правомощия да предлага обвързващи общото събрание решения, относно набиране на средства на капиталовия пазар чрез заем или увеличаване на капитала.

ЕСО ЕАД е носител на лицензия за пренос на електрическа енергия № Л-419-04/18.12.2013 г. издадена с Решение № Р-205 от 18.12.2013 г. от КЕВР на основание чл. 39, ал. 1, т. 2 във връзка с чл. 51, ал. 1, т. 1 и чл. 52, ал. 1 и ал. 2 от ЗЕ за срок от 35 години.

С решение С-5/30.07.2015 г. и Решение С-7/05.11.2015 г., КЕВР на основание чл. 10, пар. 1 и 2 от Директива 2009/72/ЕО на Европейския Парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО, чл. 21, ал. 1, т. 27, чл. 81а, ал. 6 от ЗЕ, както и чл. 96, ал. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, сертифицира ЕСО ЕАД за независим преносен оператор на електропреносната система на РБ и одобрява Правила за предоставяне на услуги от независимия преносен оператор на вертикално интегрираното предприятие и Програма за съответствието на ЕСО ЕАД. Нотифицирането на решението за определяне на оператора е публикувано в Официален вестник на Европейския съюз в

¹ Електроенергийни системи

² Единна платформа за разпределение - ЕПР

брой С 428 от 19.12.2015 г. На ЕСО ЕАД е издаден сертификат за независим оператор на електропреносната мрежа.

Основните дейности съгласно притежаваната от ЕСО ЕАД лицензия №Л-419-04/18.12.2013 г. са:

- **пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа**

Дейността по пренос включва дейности по експлоатация, поддръжка, управление и развитие на електропреносната мрежа и осигурява непрекъснатост, надеждност и ефективност на преноса и транзитирането на електрическа енергия. Дейността по пренос на електрическа енергия е всеобщо предлагана услуга, която се управлява от електроенергийния системен оператор.

- **управление на електроенергийната система (ЕЕС)**

Дейностите по управление на ЕЕС включват единно оперативно координиране и управление, както и контрола на режима на работа на ЕЕС; управление (диспечиране) на преноса и трансформирането на електрическа енергия; поддържане на баланс между производството, потреблението и междусистемния обмен на електрическа енергия; осъществяване съвместна работа на електроенергийната система с електроенергийните системи на другите страни в съответствие с международни договори; предоставяне на равнопоставен достъп на ползвателите на мрежата за пренос на електрическа енергия; осигуряване на нормативно регламентирани допълнителни услуги чрез провеждане на тръжни процедури.

- **администриране на сделки с електрическа енергия и пазара на балансираща енергия**

Дейността включва поддържане на регистри на лицата, сключили сделки на пазара на електрическа енергия; поддържане на регистри на сключените договори на лицата, участващи на пазара на електрическа енергия; приемане, подреждане в приоритетни списъци по цена и технологични критерии и активиране на предложения и заявки за покупко-продажба на балансираща енергия; прилагане на методика за изчисляване и определяне на цени на балансираща енергия за всеки период на сетълмент; контрол върху финансовата обезпеченост на сделките с балансираща енергия.

- **измерване на електрическа енергия**

Дейността включва осигуряване и монтиране за сметка на ЕСО ЕАД на средствата за търговско измерване за всяко присъединяване на клиенти и производители на електрическа енергия към мрежата; поддръжка, отчитане, контрол и подмяна на средствата за търговско измерване на електрическа енергия; създаване, поддържане и администриране на база данни за всички търговски участници, присъединени към електропреносната мрежа.

Предмет на дейност на дъщерните дружества:

- **„ЕСО Инженеринг“ ЕООД**

Проектиране, консултантска дейност, изграждане на технологии и проекти за енергийни обекти, проектно управление, строителство, търговско представителство и посредничество, вътрешна и външна търговия, покупка и продажба на недвижими имоти, транспортна и спедиторска дейност, както и всяка друга търговска дейност, която не е изрично забранена със закон.

- **„ЕСО Проект“ ЕООД**

Предметът на дейност на дружеството е проектиране на енергийни обекти, в това число изготвяне на технически и идейни проекти по реда на ЗУТ, консултантска дейност, както и всяка друга търговска дейност, която не е забранена със закон.

- „ЕСО Чардж“ ЕАД

Предметът на дейност на дружеството е изграждане, въвеждане в експлоатация, опериране и поддръжка на системи за зареждане с електрическа енергия и водород, системи за производство на водород, разработка на софтуерни продукти, проектантска и консултантска дейност, както и всяка друга дейност, незабранена от законите на Република България. Всяка дейност, за която се изисква особен лиценз и/или разрешение, ще бъде осъществявана само след надлежното получаване на такъв лиценз/разрешение.

Капитал

Групата е с капитал 336 574 380 (словом: триста тридесет и шест милиона петстотин седемдесет и четири хиляди триста и осемдесет) лева, разделен на 336 574 380 (словом: триста тридесет и шест милиона петстотин седемдесет и четири хиляди триста и осемдесет) броя обикновени поименни акции, с номинална стойност 1 лев всяка една. Капиталът на Групата е изцяло записан и внесен, както следва:

- 57 847 195 (словом: петдесет и седем милиона осемстотин четиридесет и седем хиляди сто деветдесет и пет) лева - непарична вноска – недвижими имоти и активи;
- 3 256 000 (словом: три милиона двеста петдесет и шест хиляди) лева - непарична вноска (апорт) от „Български енергиен холдинг“ ЕАД, ЕИК 831373560 на 3 203 броя акции от капитала на „Булгартел“ ЕАД, ЕИК 131341659, собственост на „Български енергиен холдинг“ ЕАД, съгласно Временно удостоверение № 3 от 23.10.2017 г. Непаричната вноска е с парична оценка в размер на 3 256 000 (три милиона двеста петдесет и шест хиляди) лева, определена по реда на чл. 72 от Търговския закон от три вещи лица, назначени с Акт № 20161128141234-11 от 26.05.2017 г.;
- 2 482 167 (словом: два милиона четиристотин осемдесет и две хиляди сто шестдесет и седем) лева, чрез превръщане на част от неразпределената печалба за 2008 г.;
- 5 660 561 (словом: пет милиона шестстотин и шестдесет хиляди петстотин шестдесет и един) лева, чрез превръщане на част от неразпределената печалба за 2010 г.;
- 52 600 (словом: петдесет и две хиляди и шестстотин) лева, чрез превръщане на част от неразпределената печалба за 2011 г.;
- 24 314 300 (словом: двадесет и четири милиона триста и четиринадесет хиляди и триста) лева, чрез превръщане на част от неразпределената печалба за 2015 г.;
- 37 963 724 (словом: тридесет и седем милиона деветстотин шестдесет и три хиляди седемстотин двадесет и четири) лева, чрез превръщане на остатъка от нетната печалба на дружеството за 2016 г. и неразпределената печалба от минали години;
- 167 599 244 (словом: сто шестдесет и седем милиона петстотин деветдесет и девет хиляди двеста четиридесет и четири) лева, чрез превръщане на други резерви в размер на 134 336 424 лева, неразпределената печалба от 2020 г. в размер на 31 145 481 лева и неразпределена печалба от предходни години в размер на 2 117 339 лева.
- 2 398 589 (словом: два милиона триста деветдесет и осем хиляди петстотин осемдесет и девет) лева, чрез превръщане на неразпределената печалба от 2021 г.
- 35 000 000 (словом: тридесет и пет милиона) лева - непарична вноска (апорт) от „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД, ЕИК 831373560, определен по реда на чл. 72 от Търговския закон от три вещи лица, назначени с Акт №20220729160250/01.08.2022 г., изменен с Акт №20220729160250-3/22.08.2022 г., представляваща задължения на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД към „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД за отчислен дивидент, съгласно решение по т.1.4.1 от Протокол № 44-2021/18.08.2021 г. на Съвета на директорите на „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД и решение по т. 5 от Протокол №31/04.08.2021 г. на Надзорния съвет на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД.

Информация по реда на чл. 187 д, чл. 247, ал.2, т.2 и т.3 от търговския закон

- Информация по чл. 187 д от Търговския закон

През първо полугодие на 2025 г. не са придобивани и прехвърляни собствени акции от компанията майка и/или от дъщерното дружество „ЕСО Чардж“ ЕАД

- Информация за известните на дружеството договорености, в резултат на които в бъдещ период могат да настъпят промени в притежавания относителен дял акции или облигации от настоящи акционери или облигационери

ЕСО ЕАД и „ЕСО Чардж“ ЕАД не разполагат със съществена информация за наличие на договорености, в резултат, на които в бъдещ период могат да настъпят промени в притежавания относителен дял акции от настоящи акционери. Компанията майка и дъщерното ѝ дружество нямат емитирани облигации и в краткосрочен план не предвиждат използването на такъв финансов инструмент.

- Информация, относно придобиването и притежаването на акции на дружеството от членовете на Надзорния съвет и на Управителния съвет.

Членовете на Надзорния и Управителния съвети не притежават акции на компанията майка. За тях не са предвидени привилегии или изключителни права да придобиват акции и облигации на дружеството. Всички акции са собственост на „Български енергиен холдинг“ ЕАД.

Членовете на Съвета на директорите не притежават акции на „ЕСО Чардж“ ЕАД. За тях не са предвидени привилегии или изключителни права да придобиват акции и облигации на дружеството. Всички акции са собственост на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД.

Информация, относно договорите по чл. 240б от Търговския закон, сключени през годината

Членовете на органите за управление на дружествата в Групата или лицата, свързани с тях, не са в договорни отношения извън обичайната дейност на Групата или в разрез с възприетите пазарни норми.

Информация за висящи съдебни, административни или арбитражни производства, касаещи задължения или вземания на емитента, съответно лицето по § 1д от допълнителните разпоредби на ЗППЦК:

Към датата на финансовия отчет Групата не е страна по оценени висящи съдебни, административни или арбитражни производства, касаещи задължения или вземания, общата стойност които да надхвърля 10 на сто от собствения капитал на Групата.

Собственост и управление на групата

Едноличен собственик на капитала на дружеството майка е „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД), регистрирано в Търговския регистър при Агенцията по вписванията с ЕИК 831373560, чийто принципал е българската държава, Министъра на енергетиката. Правото на собственост от страна на държавата се упражнява от Министъра на енергетиката.

Органите на управление на компанията майка са: Общо събрание (едноличен собственик на капитала), Надзорен съвет и Управителен съвет. Правата на едноличния собственик на капитала се упражняват от Съвета на директорите на БЕХ ЕАД.

Осъществяваната от компанията майка дейност, включително и независимостта му, са нормативно установени (Глава 8,а“ от ЗЕ и издадените във връзка с прилагането на закона подзаконовни нормативни актове), като същата е съобразена с административните актове на КЕВР и на Министерство на енергетиката. Дружеството-майка е сертифицирано като независим оператор на електропреносната мрежа в изпълнение на изискванията за независимост от ЗЕ и Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия. ЕСО ЕАД е публично

предприятие по смисъла на Закона за публичните предприятия (ЗПП). Членовете на Надзорния съвет на независимия преносен оператор се избират след проведени конкурсни процедури в съответствие със ЗПП и Правилника по прилагането му (ППЗПП). Надзорният съвет е в състав от 5 до 7 членове с мандат от 5 години, като за избора им се уведомява Комисията за енергийно и водно регулиране.

Най-малко една трета, но не повече от една втора от състава на Надзорния съвет следва да са независими членове, номинирани след конкурсна процедура от Агенцията за публичните предприятия и контрол, останалите членове се избират след проведена конкурсна процедура от едноличния собственик на капитала. Решението на общото събрание на акционерите поражда действие, ако в срок до три седмици от уведомяването комисията не възрази срещу избора на половината минус един от членовете на надзорния съвет на основание, посочено в чл. 81д, ал. 11, т. 1 от ЗЕ. Надзорният съвет на независимия преносен оператор приема решенията, които могат съществено да повлияят върху стойността на активите на ЕСО ЕАД, включително решенията, свързани с одобряването на годишните финансови планове, нивото на задлъжнялост и обвързващи общото събрание решения, относно размера на дивидентите, които се разпределят между акционерите, избира и назначава отговорник по съответствието по смисъла на чл. 81к, ал.2 от Закона за енергетиката, както и други въпроси, предоставени в неговата компетентност от закона или устава на ЕСО ЕАД.

Управителният съвет на независимия преносен оператор е в състав от 3 до 9 членове с петгодишен мандат. Членовете на Управителния съвет се избират и освобождават от Надзорния съвет след проведена конкурсна процедура в съответствие със ЗПП и ППЗПП. Решенията на Надзорния съвет за избор, както и информация за условията, които уреждат мандата, продължителността и прекратяването му, се изпращат на КЕВР. Решенията пораждат действие, ако в срок три седмици от уведомяването, но не по-кратък от срока за обжалване по ал. 7, комисията не възрази срещу тях. Управителният съвет взема решения, свързани с текущите дейности на оператора на електропреносната мрежа, управлението на мрежата и дейностите, необходими за изготвянето на 10-годишния план за развитие на мрежата, както и решава други въпроси, предоставени в негова компетентност от закона или Устава на компанията майка.

Цялостната управленска структура и устав на независимия преносен оператор гарантират неговата ефективна независимост

Компанията майка има двустепенна форма на управление – Надзорен съвет и Управителен съвет.

Надзорен съвет:

Александър Тричков - Председател на НС
Евден Николов - Заместник председател на НС
Костадин Попов - член на НС
Пламен Радонов - член на НС
Илиян Скарлатов - член на НС

Управителен съвет:

Антон Славов - Председател на УС
Ангелин Цачев - Изпълнителен директор на
ЕСО ЕАД и член на УС
Пламен Йорданов - член на УС

На основание чл.81 к, ал.2 от ЗЕ и в съответствие с Устава на дружеството Надзорният съвет на ЕСО ЕАД избира отговорник по съответствието. Към настоящия момент отговорник по съответствието е Григор Григоров.

Дружеството се управлява и представлява от Управителния съвет, който извършва своята дейност под контрола на Надзорен съвет. Членовете на управителния съвет избират измежду членовете си изпълнителен член, на който възлагат да управлява и представлява дружеството, съгласно закона и Устава на дружеството.

Органите на управление на дъщерните дружества са:

Дружеството „ЕСО Инженеринг“ ЕООД

- Едноличен собственик на капитала – ЕСО ЕАД
- Управител

Към 30.06.2025 г. управител на „ЕСО Инженеринг“ ЕООД е Николай Йорданов Николов.

Дружеството „ЕСО Проект“ ЕООД

- Едноличен собственик на капитала – ЕСО ЕАД
- Управител

Към 30.06.2025 г. управител на „ЕСО Проект“ ЕООД е Калоян Илиев Бурванов.

Дружеството „ЕСО Чардж“ ЕАД

Органите на управление са:

- Едноличен собственик на капитала
- Съвет на директорите

Към 30.06.2025 г. съветът на директорите на „ЕСО Чардж“ ЕАД е в състав:

- Гергана Терзийска - Председател на СД
- Валери Ружин - Изпълнителен член и член на СД
- Мартин Величков - Член на СД

Информация по реда на чл. 64, ал.1, т.6 от ППЗПП, относно квалификация на членовете на органите за управление и контрол

Надзорен съвет		Управителен съвет	
Имена	Квалификация	Имена	Квалификация
Александър Тричков	юрист	Антон Славов	машинен инженер
Евден Николов	икономист	Ангелин Цачев	инженер
Костадин Попов	финансист	Пламен Йорданов	икономист
Пламен Радонов	икономист		
Илиян Скарлатов	икономист		

Отговорност на ръководството

Според българското законодателство, ръководството следва да изготвя финансов отчет за всяка финансова година, който да дава вярна и честна представа за финансовото състояние на Групата, финансовото му представяне и паричните му потоци.

На основание чл. 27, т. 3 от Закона за счетоводството компанията-майка изготвя междинен консолидиран финансов отчет за първо полугодие на 2025 г.

Ръководството потвърждава, че е прилагало последователно адекватни счетоводни политики при изготвянето на междинния консолидиран финансов отчет към 30.06.2025 г. и е направило разумни и предпазливи преценки, предположения и приблизителни оценки.

Ръководството също потвърждава, че се е придържало към действащите международни счетоводни стандарти, като финансовия отчет е изготвен на принципа „действащо предприятие“.

Ръководството носи отговорност за правилното водене на счетоводните регистри, за целесъобразното управление на активите и за предприемането на необходимите мерки за избягване и разкриване на евентуални злоупотреби и други нередности.

Ръководството също потвърждава, че при изготвянето на настоящия доклад за дейността е представило вярно и честно развитието и резултатите от дейността на Групата за изминалия период, както и неговото състояние и основните рискове, пред които е изправено.

Групата няма клонова структура.

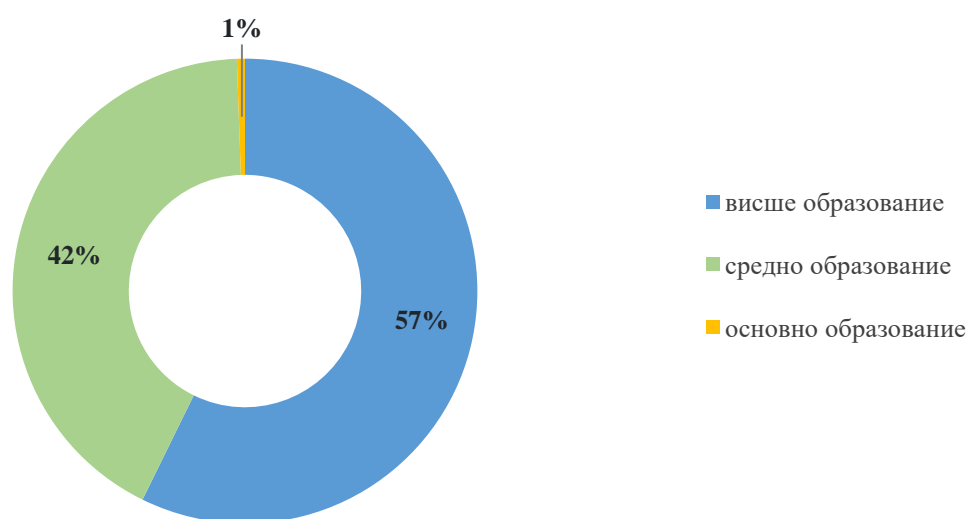
РАЗДЕЛ II - ЧОВЕШКИ РЕСУРСИ

Списъчният състав на персонала в Групата към 30.06.2025 г. е 3 384 броя. Числеността на персонала се разпределя по категории, съгласно НКПД, както следва:

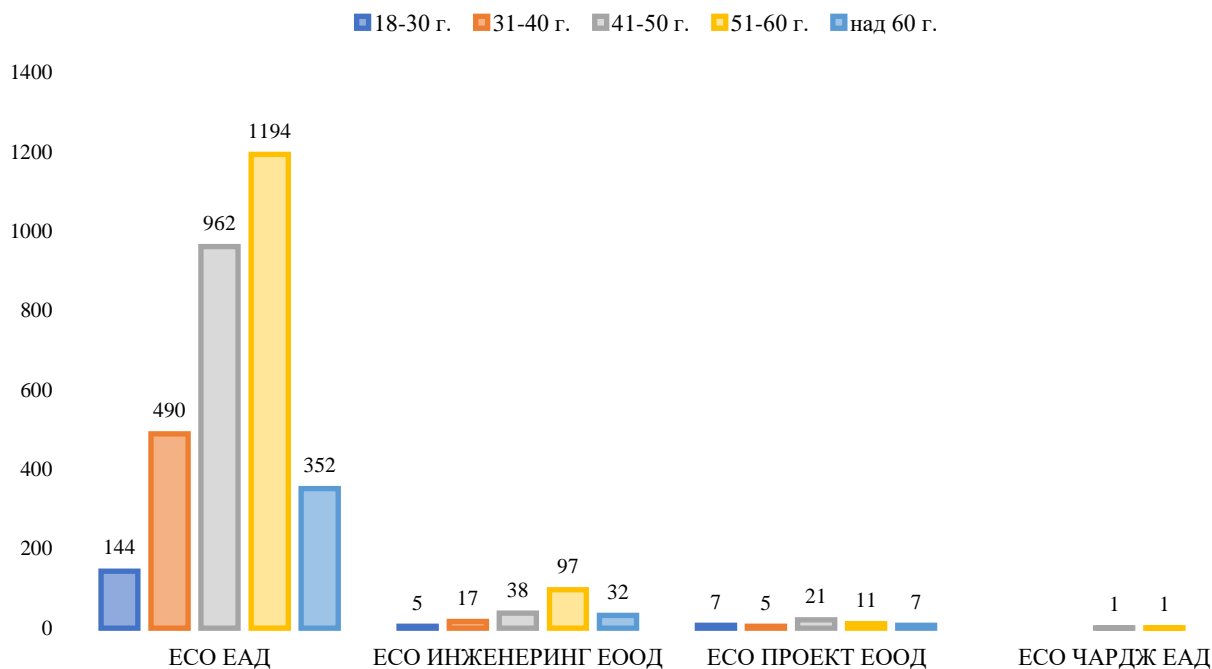


Относителният дял на техническия персонал, ангажиран с основната дейност на Групата, свързана с експлоатацията, поддръжката и надлежното функциониране на електропреносната мрежа, поддържането и развитието на спомагателни мрежи, ремонтни дейности и услуги в областта на енергетиката, е най-висок – 51,00%.

Разпределение на персонала в Групата съгласно степента на квалификация:



В страната продължава и се задълбочава процесът на застаряване на населението, което е пряка последица от „демографския преход“. Остаряването на населението се счита за един от най-острите демографски проблеми. От гледна точка на възрастта тенденцията в национален мащаб на застаряване на нацията естествено се проявява и в кадровото обезпечаване на структурите на Групата. В тази връзка работниците и служителите във възрастова група 51 - 60 г. и над 60 г., заемат висок относителен дял 50,06% (1 694 бр.) към 30.06.2025 г. в структурата на персонала в Групата.



РАЗДЕЛ III - РЕГУЛАЦИЯ И ПАЗАР

Регулация

Дейността на Групата е регламентирана основно в ЗЕ, Закон за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) и издадените във връзка с прилагането им подзаконовни нормативни актове, както и общите и индивидуални административни актове на Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР). Нормативната уредба е хармонизирана с изискванията на правото на Европейския съюз.

На 17.07.2024 г. влязоха в сила текстове на Регламент (ЕС) 2024/1747 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юни 2024 г. за изменение на регламенти (ЕС) 2019/942 и (ЕС) 2019/943 по отношение на подобряването на структурата на пазара на електроенергия в Съюза и Директива (ЕС) 2024/1711 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юни 2024 година за изменение на Директиви (ЕС) 2018/2001 и (ЕС) 2019/944 по отношение на подобряването на структурата на пазара на електроенергия в Съюза.

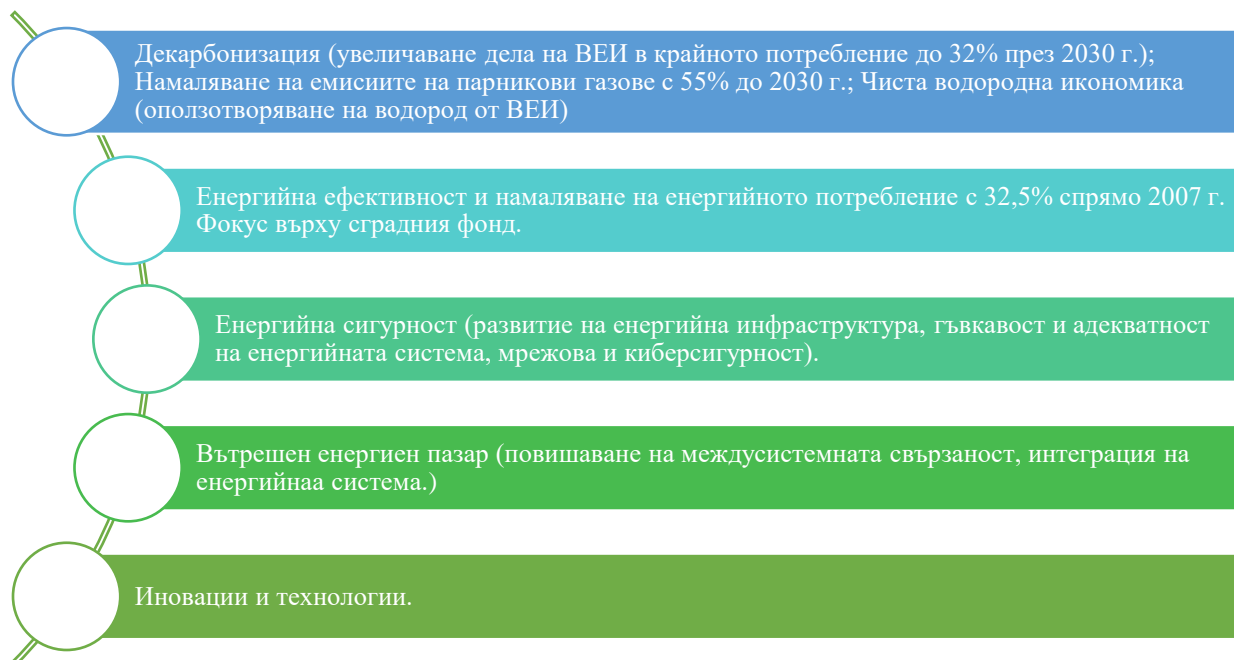
Основните дати за транспониране на Директивата за електроенергията в националното законодателство са следните:

- Всички разпоредби, с изключение на тези в член 4 (свободен избор на доставчик) и член 15а (споделяне на енергия), трябва да бъдат транспонирани до 17.01.2025 г.
- Разпоредбите на член 4 и член 15а трябва да бъдат транспонирани до 17.07.2026 г.

Новите Регламенти са задължителни в своята цялост и се прилагат пряко.

В следствие на влизането в сила на новото законодателство на ниво ЕС, ще се наложат изменения и актуализация на местната нормативна уредба. Тези изменения, респективно, ще окажат влияние и върху дейността на независимия преносен оператор.

Енергийната стратегия на ЕС определя пет тясно свързани измерения за постигане на енергийна сигурност, устойчивост и конкурентоспособност на енергийната система, включително по отношение на електроенергийния сектор:



Регламент 2015/1222 на Комисията от 24.07.2015 г. за установяване на насоки, относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването, определя основата на Европейския целеви модел за развитие на пазара на електрическа енергия, като дава рамката относно създаването и

функционирането на единен, вътрешен за общността пазар в краткосрочните времеви интервали „ден-напред“ и „в рамките на деня“.

Интегрирането на краткосрочните пазарни сегменти е от ключово значение за развитието на електроенергийния пазар в рамките на всяка пазарна зона и изграждането на вътрешен пазар за общността и води до ползи, като:

- Повишаване ликвидността, прозрачността, ефективността и социално благополучие
- Повишаване общото благосъстояние и оптималното използване на електрическите мрежи
- Ефективно използване на ресурсите, резервите и междусистемните електропроводи
- Лесен достъп до единния пазар и въвеждане на имплицитна търговия, която премахва ненужните рискове от отделното търгуване на капацитети и електроенергия

Компанията-майка играе водеща роля в либерализация на електроенергийния пазар в България и в изпълнението на изискванията на европейските регламенти, уреждащи създаването на общ европейски пазар. Пазарът на електрическа енергия включва дългосрочни и краткосрочни сделки за покупка и продажба на енергия чрез сделки, сключени двустранно или на платформите на БНЕБ ЕАД.

През първата половина на 2025 г. компанията майка продължи успешното администриране на пазара на всички сделки с електрическа енергия, като се провеждат дневни търгове за разполагаемост за допълнителни услуги – резерв за първично регулиране на честотата и резерв за автоматично и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности за всеки следващ ден.

На 10 февруари 2025 г. ЕСО успешно се присъедини към платформата PICASSO и стана първият електропреносен оператор в Югоизточна Европа, свързан с европейската балансираща платформа. Европейската платформа е фокусирана върху трансграничен обмен на балансираща енергия от активирани резерви за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR). В международния проект PICASSO участват 26 оператора на преносни системи, част от европейската асоциация на преносните оператори ENTSO-E. Платформата PICASSO осигурява общи правила при активирането на балансираща енергия от автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности за всички свързани оператори на преносни системи.

Една от ключовите промени, която настъпи след присъединяването към платформата, е методът на ценообразуване на балансиращата енергия при активиране на услугата автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности (aFRR). Платформата събира и подрежда, според предложената цена, всички налични предложения за балансираща енергия от aFRR и изготвя общ приоритетен списък (CMOL). Работата на европейската балансираща платформа оптимизира в рамките на трансграничния обмен активирането на балансираща енергия между отделните контролни блокове в синхронната зона на Континентална Европа, като се вземат предвид наличните преносни способности.

С успешното свързване към платформата PICASSO компанията майка изпълнява законовите си задължения, произтичащи от член 21 от Регламент (ЕС) 2017/2195 на Европейската Комисия от 23 ноември 2017 г. относно установяване на насоки за електроенергийното балансиране.

След присъединяване на гръцкия преносен оператор към PICASSO, от м. април 2025 г. започна реален трансграничен обмен на балансираща енергия между България и Гърция, като цените на гръцките доставчици на балансиращи услуги вече се отразяват при прилагането на Методиката за определяне на цените на балансиращата енергия.

През първата половина на 2025 г. стартира единадесетата година, през която се отчитат данни за работата на балансиращия пазар в изцяло пазарни условия. Доставчик на балансиращи услуги може да бъде всеки производствен диспечирани блок (централа), диспечирани потребяващ обект, диспечирани съоръжение за съхранение на електрическа енергия или агрегатор, изпълнили техническите изисквания на ЕСО ЕАД. Разходите за разполагаемост за допълнителни услуги се възстановяват чрез цената за достъп, а разходите за предоставената енергия за регулиране нагоре и регулиране надолу от доставчиците на балансиращи услуги, са ценообразуващ елемент при определяне на цените за енергиен недостиг и енергиен излишък на балансиращия пазар.

Компанията майка поддържа баланса между производството и потреблението, сигурността и качеството на доставките в ЕЕС, като ползва балансиращата енергия, предоставена както от регистрираните доставчици на балансиращи услуги в България, така и предоставените количества на общоевропейската платформа за активиране на резерви от автоматично вторично регулиране PICASSO, от страна на гръцкия преносен оператор. Във връзка с препоръките на Европейската комисия ЕСО ЕАД измени Правила за провеждане на тръжни процедури за закупуване на разполагаемост за резерви за първично регулиране на честотата, автоматично вторично регулиране и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности и намали прагът за участие на кандидатите от 5 MW на 1 MW.

Пазар

- *електрическа енергия*

В края първо полугодие на 2025 г. със статус „активен“ са регистрирани 63 стандартни балансиращи групи, 16 специални в т.ч. 1 координатор на затворена електроразпределителна мрежа и 7 комбинирани балансиращи групи, като от 01.07.2025 г. и във връзка със законодателни промени в Закона за енергетиката (обн., ДВ, бр. 44 от 30.05.2025 г.) се отменя ролята на „координатор на комбинирана балансираща група“.

Ползвателите на електропреносната мрежа към 30.06.2025 г. са 262. Крайните клиенти в специалната балансираща група на НЕК ЕАД, в ролята му на Доставчик от последна инстанция (ДПИ), са 15.

По данни за първото полугодие на 2025 г. в мрежата на електроразпределителните дружества делът на консумацията при ДПИ и на свободния пазар от общата консумация в електрическа мрежа са както следва:

Дружества	до юни 2025 г.	
	ДПИ	Свободен пазар
Електроразпределителни мрежи Запад	4,08%	42,8%
Електроразпределение Север	4,5%	38,3%
Електроразпределение Юг	2,67%	43,2%

За първата половина на 2025 г. продажбите на големите производители по регистрирани графици се увеличават с 15,53% спрямо първата половина на 2024 г. както следва:

№	Производител на електрическа енергия	01-06.2024 г., MWh	01-06.2025 г., MWh	Изменение, %
1	АЕЦ Козлодуй ЕАД	7 444 36,20	7 560 268,23	1,56%
2	ТЕЦ ЕЙ и ЕС ЗС Марица Изток 1 ЕООД	744 555,82	1 605 809,45	115,67%
3	ТЕЦ Марица Изток 2 ЕАД	1 558 601,00	2 250 945,43	44,42%
4	ТЕЦ КонтурГлобал Марица Изток 3 ЕАД	574 950,74	333 150,75	-42,06%
5	ТЕЦ Марица 3 ЕАД	30 789,00	80 707,00	162,13%
6	ТЕЦ Бобов дол ЕАД	728 110,00	924 229,90	26,94%
7	Топлофикация Русе бл. 4	-	-	0,00%
8	ТЕЦ ВАРНА	-	-	0,00%
9	СУМА ФЕЦ присъединени към ЕПМ	1 134 369,15	1 462 756,02	28,95%
10	СУМА ВяЕЦ присъединени към ЕПМ	369 337,71	322 056,20	-12,80%

- *балансираща енергия*

През първата половина на 2025 г. активираната енергия в контролната зона на България, за регулиране нагоре е 75 170 MWh спрямо 99 675 MWh за същия период на 2024 г., като намалението е с 24,58%. От общото количество активирана енергия за регулиране нагоре, активираната енергия от участие в първично и автоматично вторично регулиране нагоре е 61 421 MWh, а от участие в ръчно вторично регулиране нагоре е 13 749 MWh.

Енергията за регулиране надолу, активирана в контролната зона на България е 92 608 MWh, спрямо 119 387 MWh за първата половина на 2024 г., което е намаление с 22,43 %. От общото количество енергия за регулиране надолу, активираната енергия от участие в първично и автоматично вторично регулиране надолу е 48 150 MWh, а от участие в ръчно вторично регулиране надолу е 44 458 MWh.

През първо полугодие на 2025 г. общият енергиен недостиг в страната е в размер на 751 279 MWh, спрямо 551 423 MWh за първата половина на 2024 г., което е увеличение с 36,24 %. Общият енергиен излишък през първата половина на 2025 г. е 824 118 MWh, спрямо 742 419 MWh януари – юни 2024 г., като увеличението е с 11,00%.

- *допълнителни услуги*

В изпълнение на европейската нормативна уредба и с цел осигуряване на пълна прозрачност и публичност, Компанията майка прилага тръжни правила и използва електронна платформа за провеждане на ежедневни електронни търгове, съгласно Регламент (ЕС) 2017/1485, свързани с осигуряването на първично регулиране на честотата, автоматично и ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности.

Тръжните процедури са отворени за всички производители, потребители и агрегатори, които преминават успешно съответните тестове за различните видове резерви, а именно първично регулиране на честотата (активиране в рамките до 30 секунди) и вторично автоматично (активиране в рамките на 5 минути) и ръчно (активиране в рамките на 12 минути и 30 секунди) регулиране на честотата и обменните мощности. Тези резерви могат да се предоставят само от мощности с бърза синхронизация към електроенергийната система като ВЕЦ и от термични мощности в работа.

Целият процес по преквалификация/тестове, регистриране и провеждане на тръжните процедури е детайлно разписан на сайта на ЕСО ЕАД – раздел „Електроенергиен пазар“, секция „Допълнителни услуги“, подсекции „Месечни тръжни процедури“ и „Дневни тръжни процедури“.

Регистърът и резултатите от тръжните процедури са публично достъпни на сайта на ЕСО ЕАД, като обемът на информацията е в съответствие с Регламент (ЕС) № 543/2013 на Комисията от 14 юни 2013 г. за представяне и публикуване на данни на пазарите за електроенергия и за изменение на приложение I към Регламент (ЕО) № 943/2019 на Европейския парламент и на Съвета.

На спечелилите в тръжните процедури доставчици е предоставена възможност за вторичен пазар, за да прехвърлят помежду си договорените количества след одобрение на ЕСО ЕАД.

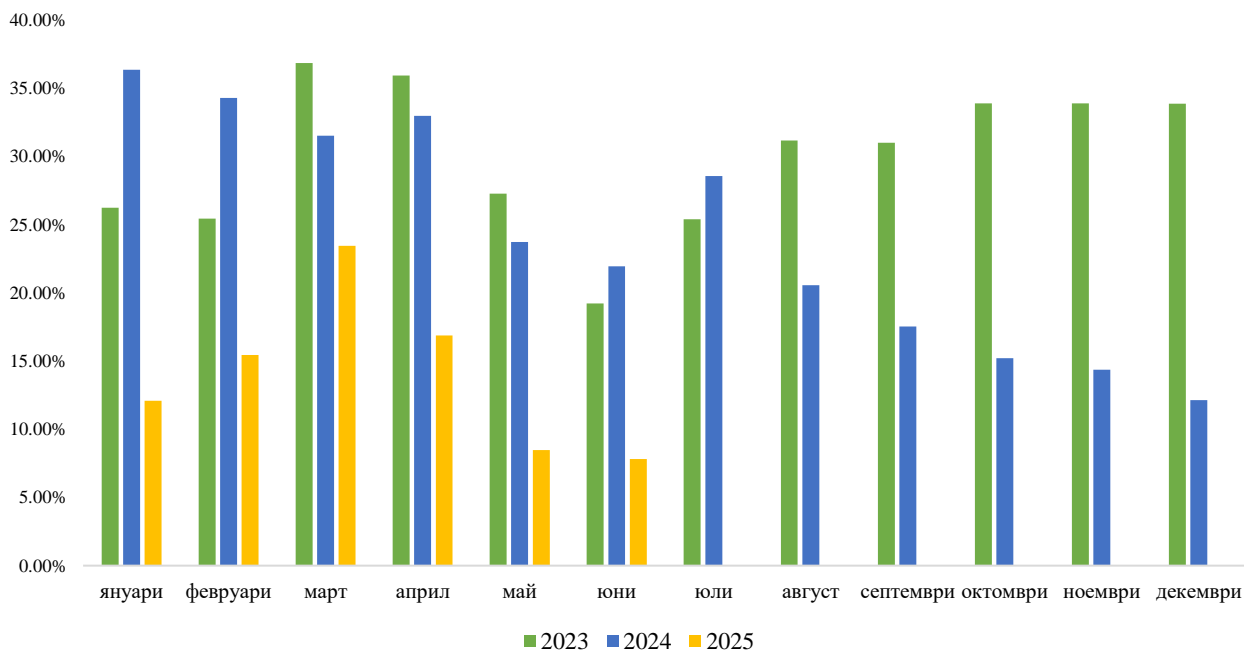
ЕСО ЕАД е предоставило достъп на КЕВР до детайлна информация от проведените търгове, доколкото съгласно чл.21, ал.1, 8а от Закона за енергетиката Регулаторът е институцията определяща разходите за допълнителни услуги, съответно и контролен орган съгласно ЗЕ.

Всеки участник, класиран на тръжна процедура за предоставяне на допълнителни услуги подлежи на проверка от страна на ЕСО ЕАД в реално време за качествено им предоставяне, в т.ч. дали единиците/модулите, предоставящи резерв имат търговски график за доставка въз основа на сключени сделки на БНЕБ.

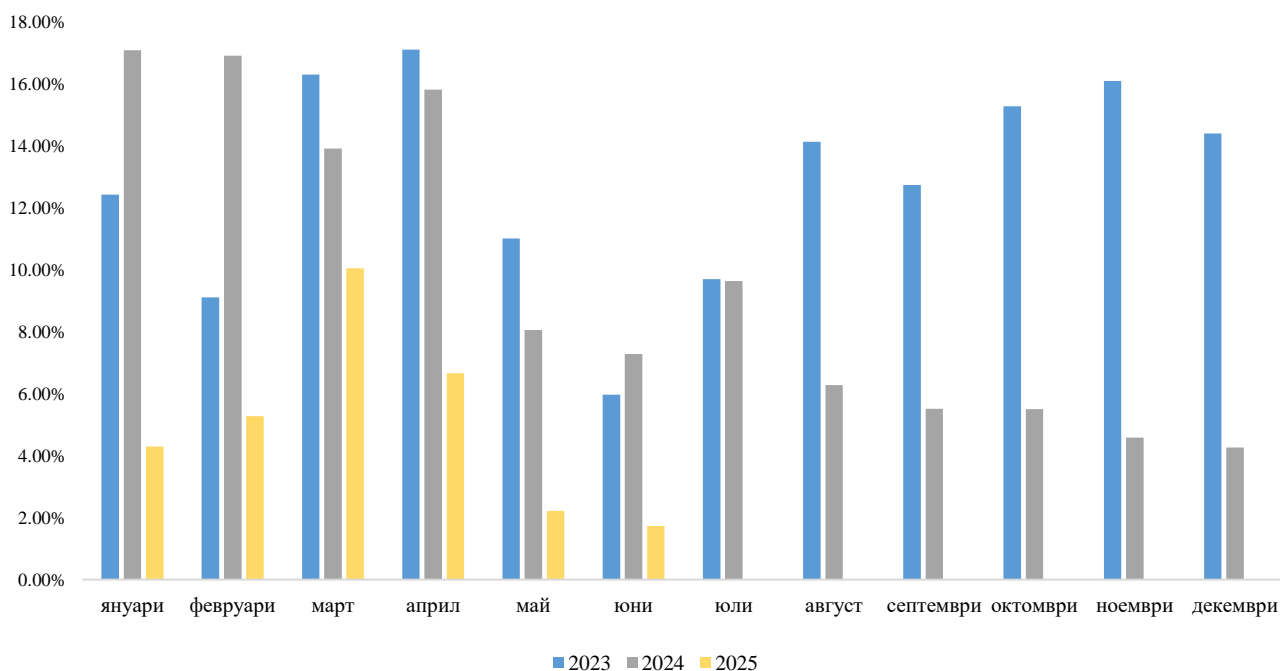
В унисон с протичащата енергийната трансформация, от началото на 2024 г., ЕСО ЕАД стартира регистриране (след успешно преминалата преквалификационна процедура) на ВЕИ, в т.ч. и като част от портфолиото на агрегатори, като доставчици на резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности, основно в посока надолу. Към края на юни 2025 г. има регистрирани ФЕЦ 670 MW, ВяЕЦ 72 MW и ССЕБ 96 MW, като част от тези мощности са разпределени при трима агрегатори, чието портфолио съдържа също ВЕИ и ССЕБ в разпределителните мрежи. В процедура по регистрация са още 220 MW ФЕЦ и 164 MW ССЕБ. От 1-ви май 2024 г. с прилагането на новата методика за определяне на цените на балансиращата енергия, позволяваща и отрицателни цени за регулиране

надолу, регистрираните ВЕИ доставчици на резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности се включиха активно на балансиращия пазар. Ефектът от промените на балансиращия пазар бяха дисциплиниращи за пазарните участници, след като те получиха фактурите за причинените небаланси. Процентът на пазарните периоди, в които системната грешка на ЕЕС надвишаваше нива 1 и 2 съответно намаляха драстично за първото полугодие на 2025 година.

Месечен процент на 15-минутните интервали, в които системната грешка на ЕЕС надвишава Ниво 1



Месечен процент на 15-минутните интервали, в които системната грешка на ЕЕС надвишава Ниво 2



За периода януари – юни 2025 г. беше активирана общо балансираща енергия за регулиране надолу от ВЕИ в размер на 28 977 MWh.

Съгласно ценово решение № Ц-17/30.06.2024 г. на КЕВР размерите на резервите, които се обявяват на тръжните процедури за първото полугодие на 2025 г. са както следва:

- Резерв за първично регулиране на честотата и обменните мощности – 45 MW
- Резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 155 MW

- Резерв за ръчно вторично регулиране с цел балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация във връзка с чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ – 100 MW
- Резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 650 MW

Обобщените постигнати резултати за първото полугодие на 2025 г., са както следва:

- Средно претеглена цена за разполагаемост за първично регулиране на честотата и обменните мощности – 49,497 лв./MWh, респ. намаление с 0,05% на пределните разходи определени в ценовото решение на КЕВР
- Средно претеглена цена за разполагаемост за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 49,98 лв./MWh, респ. намаление с 0,04% на пределните разходи определени в ценовото решение на КЕВР
- Средно претеглена цена за разполагаемост за ръчно вторично регулиране с цел балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация във връзка с чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ – 10 лв./MWh, респективно без изменение спрямо пределните разходи определени в ценовото решение на КЕВР
- Средно претеглена цена за разполагаемост за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности – 9,99 лв./MWh, респ. намаление с 0,01% на пределните разходи определени в ценовото решение на КЕВР.

Общият размер на оптимизираните средства следствие провежданите тържни процедури, по отчетни данни възлизат на 17 137 лв. Делът на всеки един от класирани участници в тържните процедури за съответните резерви, по отчет за първото полугодие на 2025 г. е посочен в таблицата по-долу:

Класиран участник	РПРЧ	РаВРЧ	РрВРЧ (ВЕИ)	РрВРЧ	ОБЩО
НЕК ЕАД	40.31%	54.40%	100.00%	98.42%	88.67%
ТЕЦ Марица Изток 2 ЕАД	26.96%	25.24%	0.00%	0.00%	5.41%
ТЕЦ Бобов дол ЕАД	25.62%	20.35%	0.00%	0.00%	4.54%
Топлофикация Русе АД	0.00%	0.00%	0.00%	0.54%	0.36%
Топлофикация Перник АД	0.00%	0.00%	0.00%	0.49%	0.32%
Елнова АД	0.00%	0.00%	0.00%	0.32%	0.22%
ТЕЦ КонтурГлобал ЕАД	7.11%	0.00%	0.00%	0.00%	0.33%
Топлофикация Плевен АД	0.00%	0.00%	0.00%	0.23%	0.16%

Търгове за предоставяне на преносна способност по междусистемните електропроводи

Регламент № 2019/943 на Европейския съюз задължава системните оператори да прилагат пазарни подходи при управление на претоварванията по междусистемните си сечения, да публикуват разполагаемите преносни способности (капацитети) и да ги разпределят на годишна, месечна и дневна база по прозрачен и недискриминационен начин.

В изпълнение на Регламент 2016/1719 Единната платформа за разпределение (ЕПР) провежда дългосрочните търгове (годишни и месечни) за преносни способности от 2019 г. на всички европейски граници в рамките на ЕС съгласно хармонизираните правила за разпределение на дългосрочни права (EU HAR). За България това са границите с Румъния и Гърция. Годишното, месечното и дневното разпределение на преносни способности на българо-сръбска граница се извършва от ЈАО, след като ЕСО и EMS подписаха Формуляра за присъединяване към Споразумението за предоставяне на услуги за експлицитно разпределение (SLA EXPALL) с ЈАО и от началото на 2019 г. всички тържни процедури на тази граница се извършват от ЈАО.

През 2025 г. EMS провежда търгове за разпределение на преносни способности в рамките на деня от името на двата оператора въз основа на одобрените от КЕВР тържни правила за 2022 г.

През 2025 г. компанията майка провежда тръжните процедури за разпределяне и предоставяне на преносна способност за търговски обмени по междусистемните сечения на българската ЕЕС с ЕЕС на Северна Македония и Турция в съответствие с одобрените от КЕВР Правила за разпределение на преносни способности. ЕСО обработва офертите за придобиване на ФПП³ и администрира вторичния пазар за прехвърляне/връщане на ФПП чрез web базирана платформа.

Бяха организирани и проведени търгове съгласно общи тръжни правила за 50% от съгласуваните преносни способности на българо-турска граница и на границата между България и Северна Македония – на тази граница ЕСО ЕАД провежда дневните търгове, а МЕПСО (Северна Македония) – годишните и месечните.

В началото на 2025 г. започнаха тристранни преговори между ЕСО, МЕПСО и ЈАО за присъединяване на българо-северномакедонска граница към ЈАО. Предвижда се годишните, месечните и дневните преносни способности през 2026 г. да бъдат разпределяни от ЈАО след одобрение на правилата за разпределение от КЕВР.

В края на 2024 г. стартира процесът по пазарно свързване на електроенергийните пазари на България и Сърбия посредством проекта IBWT (пазарното свързване на италианските граници). В този процес участват преносните и борсовите оператори, съответните национални регулаторни органи, като ролята на ЕСО е ключова за процеса, а очакванията са пазарното обединение да се състои през 2027 г., след което дневната преносна способност ще се разпределя имплицитно от борсовите оператори в двете страни.

Проекти, свързани с интегриране пазара на електрическа енергия, изпълнявани от компанията майка

- *Проект SIDC (XBID)*

Проектът XBID е създаден за управление и развитие на процедурите и техническата осъществимост на Единния европейски пазар „в рамките на деня“ (SIDC – Single Intraday Coupling). През 2024 г. започна поетапното въвеждане на 15-минутни продукти за непрекъснатата търговия в рамките на деня. Процесът е предвиден да завърши след стартиране и на последната шеста вълна, в която участват гръцките граници, (включително и българо-гръцка граница), предвидена да стартира едновременно с проекта за въвеждане на 15-минутни продукти в SDAC на 30.09.2025 г., с първи ден на доставка – 01.10.2025 г.

- *Проект SIDC IDA*

На 18 март 2025 г. бяха въведени 15-минутни продукти на българо-румънска граница с пазарния оператор OPCOM S.A. Очакванията са, вторият борсов оператор BRM, опериращ на територията на Румъния да въведе тези продукти през август 2025 г. ЕСО участва във всички планирани тестове чрез обмен на информация и съгласувани действия на регионално ниво.

- *Проект за съкращаване на времето за затваряне на пазара за сделки с междузонов преносен капацитет в рамките на деня (30' IDGCT)*

Съгласно разпоредбата на чл. 8, пар. 1, т. 1 от Регламент (ЕС) 2024/1747 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юни 2024 г. за подобряването на структурата на пазара на електроенергия в Съюза считано от 1 януари 2026 г., времето на затваряне на пазара за сделки с междузонов преносен капацитет в рамките на деня, трябва да е не повече от 30 минути преди времето на доставка. Регламентът предвижда възможност за операторите на преносни мрежи, които няма да могат да спазят този срок, да поискат дерогация за период от 2 години. ЕСО е в процес на оценка на необходимостта от изготвяне на искане за дерогация от посоченото задължение. През второто тримесечие на 2025 г., ЕСО проведе редица вътрешни експертни срещи по темата и се подготвят официалните документи към КЕВР, с които да се поиска дерогация от задължението на чл. 8, пар. 1, т. 1 от Регламент (ЕС) 2024/1747.

³ ФПП – физическо право за пренос

- *Проект SDAC*

След успешното обединение на българската пазарна зона с румънската и гръцката, проектът продължава да работи чрез изпълнението на текущи задачи по съответните работни групи. На 29.01.2025 г. в резултат на обществени обсъждания и след одобрение на националните регулаторни органи отпадна обявяването на втори търг (Second Auction) в SDAC на всички европейски пазарни зони, с изключение на Балтийския регион. Промяната има за цел да оптимизира процесите по свързване на пазарите, предвид предстоящото въвеждане на 15-минутни продукти в този пазарен сегмент. По този начин се предвижда повече време, което способства за по-голяма надеждност и намаляване на оперативните рискове, включително риска от разделяне на пазарите.

- *SDAC 15' MTU*

Преминаването към 15-минутни продукти в SDAC е предстоящото предизвикателство, пред което са изправени електроенергийните пазари в Европа. Операторите на преносни системи (ОПС) и номинираните оператори на пазара на електроенергия (НОПЕ) проведоха и анализираха планираните тестове от гледна точка на оперативните процеси, тяхната ефективност и резултати, за да гарантират стабилността на процесите. При установяване на проблеми в системата ще се върне предишната конфигурация на 60-мин. продукти (Rollback Procedure).

ЕСО ЕАД участва активно във всички регулярни срещи и дискусии по проекта и декларира готовност чрез покриване на изискванията от тестовия план. Въпреки възникналите проблеми с 15 - минутните продукти, на 28.03.2025 г. беше взето решение проектът да премине към следващата фаза – тестове с пазарните участници (Member Tests), които стартираха на 07.04.2025 г. На 14 май 2025 г. страните по проекта потвърдиха, че тестовете на общите системи, процедурните тестове и тестовете с пазарните участници са приключили успешно. Повечето от страните декларираха техническа готовност за планирания старт на проекта на 11 юни 2025 г., но някои от участниците декларираха технически затруднения. Затова МСРС отложи внедряването на 15-минутните интервали за 30.09.2025 г., с ден на доставка 01.10.2025 г. Декларации за техническа готовност трябва да се подадат до 08.09.2025 г.

Допълнителните тестови сценарии на централно ниво приключиха успешно. В периода 28 юни – 17 август 2025 г. ще се провеждат само регионални и двустранни тестове, където е необходимо.

Отчитайки по-голямата натовареност на алгоритъма от въвеждането на 15-минутни MTU се провеждат мащабни анализи от страна на ОПС и НОПЕ за въвеждане на резервни подобрения. Мерките се разглеждат като:

- мерки, които се прилагат за избягване на разделянето;
- мерки, които водят до смекчаване на въздействието;

Мерките, които все още са обект на проучване, се предвижда да се внедряват поетапно в краткосрочен, средносрочен (2026 г.) и дългосрочен план (2027 г.), в зависимост от техническата готовност и регулаторните промени.

Въвеждането на 15-минутни продукти в SDAC и SIDC има за цел да увеличи прецизността на търговските операции, за да се интегрират по-добре възобновяемите източници на енергия в подкрепа на по-голямата ефективност и гъвкавост на пазара

- *Регионални/локални проекти за пазарни обединения*

- IBWT (Italian Borders Working Table):

Проектът за сътрудничество на италиански граници IBWT е съвместен проект за пазарно свързване, включващ операторите на преносни системи и номинираните оператори на пазара на електроенергия в Австрия, България, Гърция, Италия, Словения и Франция във времеви сегмент „ден напред“ и за търговете в рамките на деня. ЕСО участва, както в проекта за пазарно обединение във времеви сегмент „ден напред“ на италианските граници – IBWT, така и в Регионалния проект за въвеждане на търговете в рамките на деня – IBWT IDA Regional Implementation Project, чрез българо-гръцка граница.

Основните дейности в IBWT, към настоящия момент, са насочени в две направления:

1. Подготовката за стартиране на 15-минутни продукти във времеви сегмент „ден напред“. ЕСО организира цялостния процес по актуализация на оперативните процедури, свързани с въвеждането на 15thMTU.
2. Промяна на съществуващото оперативно споразумение на страните по IBWT с цел включване, като страни по договора, на ОПС и НОПЕ част от Енергийната общност, участващи в инициативи за пазарна интеграция с държавите членски.
ЕСО е координатор на проекта като подпомага сръбските колеги във връзка с получаването на необходимите потвърждения от Регулаторните органи част от IBWT.

– Локален проект за пазарно свързване на българо-румънска граница:

На 18 март 2025 г. бяха въведени IDA на българо-румънска граница с пазарния оператор OPCOM S.A. Очакванията са вторият борсов оператор BRM, да въведе тези търгове през август 2025 г.

На 16.06.2025 г. започна последната фаза от тестове по проекта. Тестовите се провеждат ежедневно и ЕСО взима навременно участие в тях. В тази последна фаза, тестовите се преместиха под егидата на MCSC и по-конкретно – регионалната тестова група ETG. След успешното им провеждане към края на юли месец, се очаква ЕСО, както и останалите участници, да подпишат Декларация за готовност, с която официално се заявява пълната техническа готовност за старт на проекта през месец август.

– Проект за пазарно обединение с пазарната зона на Р Сърбия:

През декември 2024 г. бе подписан меморандум за сътрудничество между преносните оператори (ЕСО и Joint Stock Company Elektromreza Srbije Belgrade “EMS”) и номинираните оператори на пазара на електроенергия (БНЕБ и SEEPEx a.d.) на България и Сърбия. Целта на споразумението е създаване на сръбско-български проект за пазарно обединение под шапката на регионалния проект за пазарно обединение във времеви сегмент „ден напред“ на италианските граници – IBWT (Italian Borders Working Table).

За да е възможно пълноправното участие на държавите част от Енергийната общност в европейските проекти за пазарна интеграция, е необходимо европейското законодателство в сектор електроенергетика да бъде коректно имплементирането в местното законодателство.

Към второто тримесечие на 2025 г. Сърбия е имплементирала част от така нареченото адаптираното законодателство, като приетите актове са в процес на оценка от страна на Енергийната общност и на следващ етап от Европейската Комисия.

– Проект за пазарно обединение с пазарната зона на Северна Македония:

Проектът е замразен до имплементирането на съответното адаптирано законодателство от страна на Република Северна Македония. Проектът се очаква да бъде осъществен под шапката на IBWT (Italian Borders Working Table).

- *Други*

– ENTSO-E EnC TF

През първо полугодие на 2025 г. ЕСО продължава активното си участие в работната група на ENTSO-E, като приоритетна задача е подпомагане процеса на създаване на новите региони за изчисляване на капацитет, приложими и за Енергийната Общност (Capacity Calculation Regions - CCRs).

Със съдействието на ENTSO-E се подписа съвместна декларация – от всички ОПС от Енергийната общност, с която се заявява желание за постигане на напредък по въпросите с интегрирането на електроенергийните пазари от Западни Балкани с общоевропейския.

Тъй като на експертно ниво не може да се вземе решение по важни въпроси свързани с напредъка на дискусиите за установяване на CCR, дейността на тази работна група е временно преустановена. Разговорите продължават в друга работна група на ENTSO-E, а именно EnC CCR ET, която е подгрупа на MIWG – работна група за пазарните обединения.

– EnC CCR ET

Експертната работна група е създадена като подгрупа на MIWG, която е в структурата на ENTSO-E с цел да разработи предложение от всички ОПС за изменение на Централния регион и Югоизточния регион за изчисляване на капацитети, за включването, както на общите граници с държавите членки, така и на вътрешните на държавите част от Енергийната общност. Предложението следва да бъде изпратено на АСЕР до 31 юли 2025 г. съобразно изискванията на Агенцията.

Представители на ЕСО участват активно в дискусиите по темата. Съгласно предложената пътна карта за изпълнение на препоръката на АСЕР, към 30.06.2025 г. бяха разгледани и обсъдени основни въпроси, като: прилагането на временно решение за включване на нови граници към съществуващите региони за изчисляване на капацитет, необходимостта от изменение на регионални методологии, както и на-важната тема – степен на имплементиране на европейското законодателство в националните правни рамки.

През първо полугодие на 2025 г. експертната група провеждаше редовни седмични срещи, в рамките на които разработи и впоследствие предложи за одобрение от Пазарния комитет на всички ОПС два основни документа: 1.) Техническа обосновка на предложението за изменение на границите на съществуващите региони за изчисляване на капацитет; и 2.) Предложение за промяна на регионите за изчисляване на капацитет.

На 18.06.2025 г. АСЕР изпрати своето неформално становище по предложението от всички ОПС за изменение на Централния регион и Югоизточния регион за изчисляване на капацитети. Според общата оценка, АСЕР подкрепя предложението за изменение, но също така дава насоки и предложения как да бъде подобро преди официалното му изпращане.

На 23.06.2025 г. в Подгорица, Черна Гора, се проведе еднодневен семинар, на който се обсъдиха последните промени и коментари по документите, за да се отразят препоръките на АСЕР. Очаква се пакетът от документи да бъде одобрен от Пазарния комитет на ENTSO-E на 01.07.2025 г, след което да бъде официално подаден в Агенцията. АСЕР, в рамките на 6 месеца следва да излезе с решение за изменение на регионите за изчисляване на капацитета.

– MCSC- JET EnC

Работната група е създадена под шапката на Управителния комитет на пазарните обединения, като в работната група участват представители на АСЕР и ЕК.

Към настоящия момент усилията на държавите членки и ЕС са насочени към разширяване на Единния електроенергиен пазар към страните от Енергийната общност (ЕО), които обхващат шестте държави от Западни Балкани, Украйна и Грузия. Основна предпоставка за това е въвеждането на адаптираното европейско законодателство в местното такова и определянето на регионите за изчисление на преносни способности за страните от ЕО, като при някои от тях се наблюдава значително забавяне.

Очаква се страните от Енергийната общност да участват в процесите по пазарното свързване в обозримо бъдеще. Към днешна дата следните ОПС са получили статут на наблюдатели и са подписали Global NDA:

- SDAC: OST, EMS; CGES; NOSBiH, MEPSO
- SIDC: OST, EMS; CGES; NOSBiH, MEPSO

Към момента продължава да се работи по примерен план за приемане на държавите в различните времеви сегменти – „ден напред“ и „в рамките на деня“. Обсъждат се различни времеви „прозорци“, в които да се осигури включване в общия европейски електроенергиен пазар. Също така се разглеждат

вариантите за включването на тези държави като наблюдатели или участници в основните договори – чрез присъединяване към Global NDA⁴ или Unilateral Confidentiality Declaration⁵.

През първо полугодие на 2025 г. се проведеха няколко редовни срещи на работната група с редовен отчет на дейността и напредъка на държавите от Енергийната общност във връзка с интегрирането им към общоевропейския електроенергиен пазар.

- CROSS CCR CID – Работна група на ENTSO-E, чиято цел е въвеждане на механизъм за преразпределяне на приходите от претоварвания между регионите за изчисление на капацитет в SDAC и IDA и влиянието му на BG-RO като външна граница за CORE региона

На 21.12.2023 г. ACER публикува второ изменение на Методиката за разпределение на приходите от претоварвания (МРПП) за европейските пазари на електроенергия, съгласно чл. 73 от Регламент № 2015/1222. Изменението следва да бъде приложено в рамките на 18 месеца от решението, т.е. юни 2025 г. Основната цел на промените е да осигури управление на неинтуитивните потоци, причинени от ограничения в разпределението (Allocation Constraints (AC)) и усъвършенстваното хибридно свързване (Advanced Hybrid Coupling (AHC)) чрез установяване на подхода на виртуалния център (Virtual Hub).

В тази връзка е сформирана нова работна група с цел набелязване на подходите при стартирането на проекта за управлението на приходите от претоварвания и преразпределението между CCR (Cross - CCR CID), относими за пазарен сегмент ден напред (SDAC).

Задачата по управление и преразпределение на приходите от претоварвания между CCR се изпълнява от JAO, който за целите на проекта следва да разработи алгоритъм за разпределение – напълно нов инструмент (Algorithm Python Tool), който описва процесът съобразно МРПП и се очаква да бъде внедрен от януари 2026 г.

ЕСО чрез границата си с Румъния е външна граница на CORE CCR, за която се изисква, съгласно МРПП, да бъде въведено усъвършенствано хибридно свързване. ЕСО участва в проекта и ще следва да приложи механизма за преразпределяне на приходите от претоварване с въздействие върху няколко CCR съгласно чл. 6 от споменатата Методика.

Към настоящия момент работната група работи активно и в тясно сътрудничество с експерти от всички засегнати региони. Обсъждат се различни варианти в случай, че датата за внедряване на проекта се наложи да бъде актуализирана, тъй като проектът е тясно свързан с други ключови инициативи – SDAC 15' MTU, CORE AHC и новата версия на EUPHEMIA.

- Актуализиране на договора между българския и гръцкия преносен оператор във връзка с предстоящото стартиране на проект SDAC / SIDC 15' MTU

Предвид предстоящия през октомври месец старт на проекта, ЕСО и ADMIE съгласуваха и подготвиха актуализация на съществуващия договор. През следващите месеци се очаква той да бъде финализиран и подписан от двете страни.

- CASM 2.0

През първо полугодие на 2025 г. ЕК представи на държавите членки, на два етапа, предложението за изменение на Регламент 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 година за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването. ЕСО съдейства на Министерство на енергетиката във връзка с изготвянето на становище по предложеното за изменение на първия етап, като предстои и изготвянето на становище върху текстовете от целия документ.

⁴ Глобално споразумение за неразкриване на информация

⁵ Едностранныя декларация за поверителност

РАЗДЕЛ IV – ОПЕРАТИВНА ДЕЙНОСТ

Управление на електроенергийната система

Дейностите по управление на ЕЕС включват централизирано оперативно управление, контрол и координиране на режимите на ЕЕС, съвместната паралелна работа с електроенергийните системи на страните от континентална Европа и организирането на търговете за разпределяне на междусистемни преносни способности. Координирано с централно диспечерско управление (ЦДУ), в страната работят четири териториални диспечерски управления (ТДУ), които управляват ЕЕС на своята територия. Дейностите по управление на ЕЕС са съгласно възложените чрез Закона за енергетика задължения за координиране, планиране и управление работата на ЕЕС. По-подробно тези дейности се регламентират в: Наредба за условията и реда, при които се осъществява дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите; Правила за управление на електроенергийната система; Правила за търговия с електрическа енергия; Правила за условията и реда за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи.

Основни задачи за 2025 г.:

- управление и анализ работата на ЕЕС в реално време, планиране работата на ЕЕС, развитието на преносната мрежа и производствените мощности, включително участие в платформите за балансиране
- осигуряване на необходимите резерви за сигурното и надеждно функциониране на ЕЕС
- определяне на координиран график за планираните престои на производствените агрегати по критерий максимална надеждност, подготовка, разпространение и контрол по изпълнението на заповедта за годишна ремонтна програма на агрегатите
- поддържане на баланса между производство и потребление на електроенергия в страната и планираните обменни мощности с ЕЕС на съседните страни чрез управление на оперативните резерви на територията на страната в реално време
- осъществяване на паралелна работа на ЕЕС на България с ЕЕС от Европейската мрежа на електропреносните системни оператори (ENTSO-E) и съвместната работа с електроенергийните системи на другите страни в съответствие с международните договори
- централизирано денонощно регулиране на напреженията в преносната мрежа при минимални загуби на активна енергия при пренос и трансформация
- обмен на изчислителни модели с останалите оператори от ENTSO-E и с регионалните координационни центрове, както за целите на оперативното планиране така и за перспективното планиране за развитие на електропреносната мрежа на страната
- управление на „претоварването“ на елементи в електропреносната мрежа (Congestion Management), както и изпълнение на задълженията произтичащи от Регламент (ЕС) 2019/943, Регламент (ЕС) 2015/1222 и Регламент (ЕС) 2016/1719
- настройки, проверки и анализ действието на релейните защиты и противоаварийните автоматики в обектите от системно значение
- определяне изискванията към регулиращите и управляващите системи на производителите от системно значение и организиране на системни изпитания
- определяне на техническите изисквания и условия за присъединяване на ползвателите на електропреносната мрежа
- преквалифициране на кандидати за доставчици на балансиращи услуги
- участие в изработването на 10-годишните планове за развитие на електропреносната мрежа на страната и на ENTSO-E
- изготвяне и периодично актуализиране на план за справяне с енергийни кризи, защитен план и план за възстановяване

- участие в управляващите комитети (System Operation Committee, System Development committee и Information & Communication Technology Committee), както и съответните работни групи.

1. Оперативно управление на ЕЕС, енергийни, електрически и оперативни режими

Централизирано оперативно управление на ЕЕС, включва:

- регулиране на честотата и обменните мощности
- регулиране на напреженията в преносната мрежа
- оперативни превключвания за промяна конфигурацията на електрическата мрежа
- координация на паралелната работа на ЕЕС на България с другите ЕЕС от електроенергийното обединение на ENTSO-E
- противоаварийно управление на ЕЕС
- възстановяване на устойчивата паралелна работа на ЕЕС след системни аварии
- осигуряване равнопоставеност на ползвателите при достъпа им до преносната мрежа, като се спазват изискванията за качество на електрическата енергия
- управление на пазара на балансираща енергия

За изпълнение на посочените по-горе системни услуги се организират ежедневни тръжни процедури за предоставянето на допълнителни услуги от ползвателите на електропреносната мрежа:

- резерв за първично регулиране на честотата
- автоматичен и ръчен резерв за вторично регулиране на честотата и обменните мощности
- резерв за ръчно вторично регулиране с цел балансиране на инсталираните мощности с динамично променяща се генерация във връзка с чл. 29, ал. 1 от НРЦЕЕ
- резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности

Режимите на работа на ЕЕС на България се основават на принципите за гарантиране сигурното, безопасно и ефективно функциониране на електроенергийната система, непрекъснатостта на снабдяването на потребителите с електрическа енергия, изпълнение изискванията на ENTSO-E и правилата за управление на електроенергийната система, при минимални загуби на активна енергия при пренос и трансформация.

Ежедневно се изготвят актуални изчислителни модели за потокоразпределение, с които се прави оценка на изпълнението на критерия за сигурност n-1 и допустимостта на различни ремонтни схеми, както и определяне на трансграничната преносна способност (NTC). Определят се критични аварийни режими и се препоръчват необходимите режимни мерки, с цел предотвратяване и ограничение на потенциални аварийни състояния. Разработен е пакет от потребителски подпрограми и този процес се осъществява със софтуера Siemens PSS-E, за анализ на режимите на ЕЕС.

Непрекъснато се контролира работата на управляващите и регулиращите системи в електрическите централи и системните автоматики в подстанциите. Периодично се организират и провеждат системни изпитания за проверка готовността на електрическите централи да предоставят допълнителни услуги и изпълнение на Защитния план и Плана за възстановяване.

Участието в регулирането на напреженията е задължение на всички производители на електрическа енергия, присъединени към преносната мрежа, в съответствие с изискванията на ПУЕЕС и техническите възможности на генериращите средства.

Участието в противоаварийното управление на ЕЕС е задължение на всички ползватели на електрическата мрежа, в съответствие с изискванията на Защитния план и Плана за възстановяване на ЕЕС.

Във връзка с присъединяването на значителни генериращи мощности от ВЕИ в мрежа Ср.Н, периодично се преизчисляват и актуализират настройките на АЧР⁶ и АПОР⁷ чрез издаване на съответните заповеди.

Участва се в работните групи на ENTSO-E за изработка и осъвременяване на мрежовите кодекси, през първото полугодие стартира работата по новата версия на кода за работа и възстановяване на ЕЕС след тежки аварии (NC ER). Взима се активно участие в комитета за развитие на мрежата (SDC), към ENTSO-E.

Поддържа се работата на мрежата от регистратори с непрекъснат запис и се анализират произтеклите гранични режими в системата. Проведе се тръжна процедура за разширяване на системата от регистратори с непрекъснат запис с нови 40 броя устройства. Те ще имат и функцията PMU (phasor measurement unit), което допълнително ще разшири възможностите за анализ на граничните режими и аварийни събития. След завършване разширяването на системата от регистратори, ЕСО ще разполага с 68 устройства за непрекъснат запис, като 40 от тях ще изпълняват и функциите на PMU.

Актуализирани бяха настройките на АЗПН⁸ в п/ст „Марица изток“ и п/ст „Бургас“, във връзка с разкъсването на ЕП 400kV „Сан Стефано“. Конфигурирани бяха устройствата и изчислени настройките на АЗПН в новите полета в п/ст „Асеново“.

Изготви се конфигурация на ново устройство за противоаварийна автоматика на междусистемен електропровод 400kV „Нишава“. Актуализирани бяха настройките на АПАХ и изготвен проект вторична комутация, за въвеждане в експлоатация на новото устройство.

Изготвени са конфигурации и проект вторична комутация, за въвеждане в експлоатация на 6 бр. устройства за синхронизирано включване на шунтови реактори 400kV в п/ст „София запад“ и п/ст „Варна 750“.

Изготвени бяха заповеди за извеждане на АЧО⁹ на ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „Марица изток 3“.

Преглед и съгласуване на проекти за изграждане на нови обекти във връзка с въвеждане в експлоатация на ВЕИ.

През първата половина на 2025 г. се проведеха четири тридневни срещи, включващи обучения и сесии с диспечерски тренажор DTS, в които взеха участие 40 диспечери и двама заместник ръководители ТДУ, 10 специалисти от ЦДУ и 6 специалисти от ТЕЦ Марица изток 2, в които се обсъдиха актуалните теми и събития през годината, запознаха се с възможностите за оценка на състоянието и изследователския режим в SCADA системите, отработиха се текущите възможности за осигуряване на аварийни коридори за собствени нужди на АЕЦ и ТЕЦ, съгласно плана за възстановяване на ЕЕС след тежки аварии, както и предстоящите нововъведения в оперативната работа на диспечерите в ЦДУ и ТДУ.

2. Прогнозиране на електрическите товари, планиране на генериращите мощности и режима на работа на електроенергийната система

ЦДУ планира и координира ежедневното управление на ЕЕС на база средносрочно и дългосрочно развитие на производствената подсистема и на електропреносната мрежа.

Планиране работата на ЕЕС е една от най-обемните и отговорни дейности и включва:

- ежедневно провеждане на тръжни процедури за осигуряване на необходимите резерви за сигурното и надеждно функциониране на ЕЕС
- изготвяне на краткосрочни, средносрочни и дългосрочни мощностни и електроенергийни баланси на страната

⁶ АЧР – автоматично честотно разтоварване

⁷ АПОР – автоматика, прекратяваща островен режим

⁸ АЗПН – автоматика за защита от повишено напрежение

⁹ АЧО – автоматично честотно отделяне

- разработване на краткосрочни, средносрочни и дългосрочни прогнози за изменение на потреблението на електрическа енергия в страната
- изготвяне на краткосрочни, средносрочни и дългосрочни планове за развитие на електроенергийната система с цел осигуряване на електроенергийния баланс
- периодична краткосрочна оценка на адекватността на ЕЕС
- валидиране на брутни графици на производителите присъединени към преносната мрежа
- прогнозиране на технологичните разходи в електропреносната мрежа за следващ ден и в рамките на деня (възможно най-близко до реалното време)
- ежедневна оценка на очаквания режим на работа на ЕЕС, проверка изпълнението на критерия за сигурност n-1 и допустимостта на планирани ремонтни схеми
- изчисляване на разполагаема пропускателна способност (NTC) по междусистемните електропроводи за различните пазарни времеви периоди, във връзка с обмена на електроенергия с останалите страни от зоната на континентална Европа.

През месец септември 2024 г., КЕВР одобри внесения от ЕСО „План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2024-2033 г.". ЕСО участва активно в разработване на планове за развитие на преносните електрически мрежи на регионално ниво (Югоизточна Европа) и общоевропейско ниво (ENTSO-E). Разработен е Регионален инвестиционен план. Планът е част от новия десетгодишен план на ENTSO-E, TYNDP 2024.

Очакванията са да се повиши общата преносна способност по южните граници, след изпълнение на някои дейности по съгласуване със съседните оператори от страна на гръцкия оператор IPTO.

При присъединяване на потребители, производители и обекти на разпределителните предприятия към преносната електрическа мрежа, ЦДУ участва в определяне изискванията и начина за присъединяване и управление, както и в съставянето на съответните договори.

При изграждане на генериращи мощности от системно значение или при промяна в топологията на електропреносната мрежа, в ЦДУ се изследва потокоразпределението, пресмята се устойчивостта при гранични режими и се определят изискванията към управляващите системи.

Поддържането на напреженията в електропреносната мрежа в допустимите граници, гарантира сигурната и безопасна работа на ЕЕС, техническите и икономическите характеристики на електрическите съоръжения, устойчивата работа на синхронните генератори и е условие за намаляване загубите при пренос и трансформация на електрическата енергия. Регулирането на напреженията се извършва централизирано чрез “График по напрежение”, който се разработва, задава и контролира ежемесечно от ЦДУ.

За оценка сигурността и планиране режима на работа на преносната електрическа мрежа се изготвят изчислителни модели, като ежечасно се събира и обработва информация, както в рамките на ЦДУ, така и в рамките на ENTSO-E, съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 2015/1222. Извършва се голям обем работа за ежедневно генериране и успешно валидиране на 72 изчислителни модела на ден в UCSTE-DEF формат, по 24 почасови модела за всеки от хоризонтите на оперативно планиране: в рамките на деня (IDCF), ден напред (DACF) и два дни напред (D2CF). Тези прогнозни модели се изпращат на сървъра на ETRANS в Laufenburg (Swissgrid - Switzerland). За целите на работния процес, ден напред (DACF) се предоставят редовно и изчислителни модели в CGMES формат, през платформата OPDE.

Съществена част от планирането режима на работа на преносната електрическа мрежа, е подготовката на „Годишна ремонтна програма на мрежа 400 kV и 220 kV на ЕЕС на България”. Тя се изготвя на базата на ремонтната програма на междусистемните електропроводи, обобщените от дирекция „Пренос на ел. енергия“, заявки за ремонт на съоръженията в отделните мрежови експлоатационни райони (МЕР), ремонт на съоръженията в ОРУ на АЕЦ „Козлодуй”, програмата за ремонт на генериращите мощности и инвестиционната програма на ЕСО. Получената информация се обработва и проверява чрез съответните изчислителни модели за допустимост, от гледна точка на критериите за сигурност. Процесът е итерационен и отчита ремонтните програми на електропреносните системи на Румъния, Сърбия, Черна гора, Северна Македония, Албания, Гърция, Босна и Херцеговина, Косово, Хърватия, Унгария и Турция. Дейностите се координират на годишна база, ротационно от регионалните координационни центрове SCC Белград и SEleNe Солун.

Ежеседмично се генерира и изпраща информация за оперативните изключвания в електропреносна мрежа 400 kV – Outage planning Coordination, както и данни за оценка на адекватността – Short Term Adequacy.

CGMES (Common Grid Model Exchange Standard) е нов формат за обмен на изчислителни модели и свързана информация на ENTSO-E, и е базиран на серията стандарти IEC-61970. Мигрирането към CGMES е вменено на ENTSO-E от нормативни документи на ЕС и засяга почти всички работни процеси от оперативното и перспективното планиране, и в частност генериране, трансфер, обединяване и анализ на математически изчислителни модели за изследване режимите на работа на електропреносната мрежа. Всички тези процеси, а именно ID, DACF, D2CF, Month Ahead, Year Ahead, включително ИТС (Inter-TSO compensation) механизма за компенсиране на разходите от трансграничните потоци, понастоящем се обслужват от съществуващия UCTE-DEF – ASCII базиран формат за обмен на изчислителни модели в рамките на ENTSO-E. Завършена е успешно миграция към софтуерния продукт Siemens PSS®E, използван за генериране и анализ на изчислителни модели за целите на изброените процеси. Приетият подход на работа с продукта Siemens PSS®E е пригоден да покрива съответните задължения както с UCTE-DEF, така и CGMES формат за обмен на изчислителни модели. Интегрираното решение на Siemens за интерфейс към CGMES е софтуерния продукт Siemens PSS®ODMS. Siemens PSS®E и Siemens PSS®ODMS, са със свършено различни потребителски и машинни интерфейси. След интензивна кореспонденция с представители от обслужването на Siemens PSS®ODMS, отново се постигна успешно участие на ЕСО в ежемесечните тестове за обмен на изчислителни модели в CGMES формат. OPDE е платформата на ENSTO-E за обмен на информация за оперативно планиране, OPDE (ENTSO-E Operational Planning Data Environmnet). Проектирана е за обмен на изчислителни модели в CGMES формат, както и за обмен на данни за съгласувани междусистемни обмени за съответните времеви диапазони.

Текущата версия на формата, CGMES v2.4.15, е публикувана като технически спецификации (IEC TS 61970-600-1 и IEC TS 61970-600-2) на IEC (International Electricity Commission).

В ход е процедура по приемане на CGMES version 3.0 като пълномощен стандарт на IEC. Новата версия е изготвена с цел, да покрие всички изисквания към нивото на детайл и обмен на данни за изчислителни модели, изключвания в мрежата, различни противоаварийни схеми и свързана информация, съгласно изискванията на всички нормативни документи на ЕК. Всички бъдещи обмени на изчислителни модели във версия CGMES 3.0 ще бъдат покрити със софтуерния продукт Siemens PSS®ODMS, с предварителна подготовка със Siemens PSS®E.

Процедурите за обработка на входните данни и последващо изготвяне на изчислителните модели за оперативното планиране се изготвят в отдел „Електрически режими“. По този начин се обезпечава работата и на отдел „Оперативни режими“, на който беше разработена процедура за изготвяне на изчислителни модели за хоризонт „Два дни напред“ в UCTE-формат, чрез софтуерния продукт Siemens PSS®E.

Участие в тестване и експлоатация на уеб базираната платформа на ENTSO-E, за координиране на изключванията в електропреносната мрежа на пан-европейско ниво Outage Planning Coordination (OPC). OPC и Short-Term Adequacy (STA) са две от задължителните задачи, вменени на Регионалните координационни центрове от Регламент (ЕС) 2017/1485.

Рамката за засилена регионална координация на оперативната сигурност (Regional Operational Security Coordination – ROSC), предвижда по-детайлен анализ и оценка на сигурността, както и остойностяване и прилагане на конкретни противоаварийни мерки при необходимост.

С цел обезпечаване на регионалния център SELeNe със софтуерно решение за бъдещите работни процеси съгласно ROSC, бяха проведени тестове с библиотеката със свободен достъп PowSyBl. Тя е разработена от RTE International и представлява алгоритъм с отворен код, който поддържа и позволява анализ на потокоразпределение, изследване на критерия n-1 и други функционалности, като е декларирано, че поддържа форматите UCTE-DEF и CGMES, за обмен на изчислителни модели. В резултат бе реализирана демонстрационна версия с функционалност за импорт, изследване на потокоразпределение и анализ на критерия „n-1“, с изчислителни модели на България и Континентална Европа. Не са проведени тестове за асемблиране (обединяване) на изчислителни модели. Анализът на установените режими на електропреносната мрежа са само част от задачите предвидени в обхвата на

ROSC. Въпросните задачи се отнасят до оптимизация на цени и ресурсна адекватност и ще се извършват отделно от анализа на режимите на работа на електропреносната мрежа.

След одобрението от националните регулатори на страните от регион Югоизточна Европа на последното изменение на „Методология за изчисление на междузонова преносна способност за пазарния интервал за ден напред и в рамките на деня“, в което беше отразена необходимостта от включване на изискванията за достигане на минимален праг от 70 % от преносния капацитет между търговските зони, като се спазват стандартите за безопасност за сигурна експлоатация на мрежата по Член 16(8) от Регламент (ЕС) 2019/943, бе необходимо да се предприемат следващи стъпки към изпълнението на новите изменения. През първо полугодие на 2025 година по време на тестването на готовата за целта част от разработения софтуерен инструмент от страна на N-Side (разработчик web-базирана платформа, която ще бъде отговорна за предоставяне на услугата по прилагане на изискването за 70% при изчисление на капацитетите за „ден напред“ (DA 70% CC)) бяха идентифицирани грешки от страна на участниците на операторите на България, Гърция, Румъния и SEleNe CC. Последните възпрепятстваха широкото тестване на дадени функционалности на разработения софтуер, правейки невъзможно организирането на външни паралелни тестове с участието на всички заинтересовани страни, т.е. операторите на регион SEE TSOs и SEleNe CC. Поради горе-споменатите причини се наложи операторите от регион SEE CCR да изпратят искане към Националните регулатори за промяна в методиката на срока на очаквания период на готовност. След продължителни дискусии между трите оператора, SEleNe CC и разработчика на софтуера N-SIDE, операторите в региона се съгласихме, че промяната на срока на готовност от 1.01.2025 г. на 01.10.2025 г. ще позволи правилното тестване на разработения софтуер. Националните регулатори на Румъния, Гърция и България бяха уведомени своевременно за тази промяна. На 22.05.2025 г. изменената за целта методиката беше публикувана на сайта на ENTSO-E за публични консултации от 22.05.2024 г. до 23.06.2024 г. и в момента се очакват резултатите от края общественото обсъждане.

Във връзка с изпълнение на услуга, изискуема като задължителна за предоставяне от страна на регионалните координационни центрове, бяха организирани срещи между представители на SEE SOR (ECO ЕАД, IPTO и TERNА) и SEleNe CC на тема S&P RC. Приета е „пътна карта“ и съответно изискуемите към процеса входни данни са предоставени от страна на ECO. Задачата е предвидено да бъде изпълнявана в „работна фаза“ след средата на 2026 г.

Към услугата CSA, предоставяна ежедневно от страна на SEleNe CC, бе обсъдено, прието и въведено в режим на ежедневно изпълнение допълнение на процеса касаещо изпълнение в „рамките на ден“ (процесът обхваща последните 12 часа „рамките на ден“). Допълнително е одобрен и въведен в режим „при поискване“ изпълнението на същия процес, за различни от гореспоменатата часова рамка часове в рамките на деня.

В началото на месец март 2025 г. бе взето участие в изготвяне и одобрение на изменената процедура към процес CGS – Critical Grid Situation. От началото на месец юли 2025 г. ще започне изпълнение на тестове към същия процес и се очаква след началото на септември 2025 г. същия да има възможността за изпълнение в „работна фаза“.

През първо полугодие на 2025 г. предоставените на SEleNe CC индивидуални мрежови модели за времевите интервали два дни напред, ден напред и в рамките на деня от страна на ECO са 100% сходими и не представляват пречка за извършване на някои от изискуемите към координационния център задачи. За същия период софтуерния продукт, отговорен за пресмятане на трансгранични преносни капацитети към SEleNe CC, е постигнал сходимост при решаване потокоразпределението на използвания за различни процеси обобщен мрежови модел (CGM) в над 99% от всички случаи. Данни по отношение на пресметнатите NTC стойности за различните краткосрочни времеви хоризонти са представени в таблицата по-долу.

Процент от всички случаи в които	GR → BG			GR ← BG			RO → BG			RO ← BG		
	2D	DA	ID	2D	DA	ID	2D	DA	ID	2D	DA	ID
Monthly NTC > CALC NTC 2D, %	8.5	-	-	3	-	-	12	-	-	51	-	-

Процент от всички случаи в които	GR → BG			GR ← BG			RO → BG			RO ← BG		
	2D	DA	ID	2D	DA	ID	2D	DA	ID	2D	DA	ID
2D NTC > CALC NTC DA, %	-	37	-	-	42	-	-	41	-	-	72	-
DA NTC > CALC NTC ID, %	-	-	26	-	-	33	-	-	32	-	-	43

3. Междусистемни обмени

ЦДУ получава графиците за междусистемен обмен (т.нар. „външни графици“) на търговските участници, въз основа на които изготвя почасов график на трансграничните обмени за контролната зона България и ги съгласува със системните оператори на съседните контролни зони (Румъния, Сърбия, Северна Македония, Гърция и Турция).

ЦДУ изготвя и предоставя на координационен център Север (Amprion GmbH), посредством общоевропейската Верификационна платформа (RG CE Verification Platform) съгласувани с други контролни зони и блокове графици за почасови обмени на електроенергия (внос и/или износ), контролира изпълнението на техническите условия по подписаните меморандуми и двустранни споразумения, свързани с междусистемния обмен на електроенергия.

ЦДУ отчита, контролира и съгласува физическите обмени (15-минутни интервали, почасови и месечни) на електроенергия по всички междусистемни електропроводи (на държавна граница) със съответните системни оператори. Проверява „неумишлените отклонения“ от планирания обмен на електроенергия за българската ЕЕС при паралелна работа към синхронната зона на континентална Европа.

Дейностите по съгласуване на графиците за междусистемен обмен, отчитането на физическите обмени на електроенергия се извършват в съответствие с Рамково Споразумение за работа в синхронната зона за регионална група Континентална Европа (Synchronous Area Framework Agreement for RC CE) и Правилата за търговия с електрическа енергия.

Понастоящем всички оператори изпращат във Верификационната платформа своите графици за обмен между управляваните от тях контролни зони, където те се валидират автоматично и всеки оператор може да проследи процеса по валидацията посредством интернет достъп.

По данни от средствата за измерване и приведени към граница внос/износ на електроенергия през първото полугодие на 2025 г. в българската ЕЕС са постъпили 2 413 494 електроенергия от съседните ЕЕС, а са изнесени 3 672 553 MWh.

През първото полугодие на 2025 г. нетният физически износ на електроенергия от България е в размер на 1 259 060 MWh, което представлява значително увеличение спрямо същия период на 2024 г., когато нетният износ е бил 17 842 MWh или 70 пъти по-малко. Последното е обусловено основно по икономически причини и свързаността на българския електроенергиен пазар с този на страните от ЕС (пазарните обединения).

ЦДУ разпределя и предоставя преносна способност по междусистемните електропроводи и контролира използването на закупените права за пренос, съгласно одобрените от КЕВР Правила за разпределение на преносни способности по междусистемните сечения на България.

ЦДУ изпълнява функциите на национална кантора за предоставяне на единен идентификационен код за ENTSO-E (EIC) в сектор електроенергетика.

ЦДУ следи и контролира изпълнението на задълженията по Споразумението за междуоператорско компенсиране на загубите при преминаването на трансгранични потоци електроенергия, генерирани от други страни (ITC – механизъм на ENTSO-E). Споразумението съгласно Регламент 838/2010 е задължително за всички страни членки на ЕС, като е подписано от всички системни оператори в ENTSO-E. За нуждите на този механизъм, ЦДУ изготвя и изпраща всеки месец по шест модела (snapshot) на FTP-сървъра в Brauweiler (Amprion GmbH).

4. Финансово уреждане на „неумишлените отклонения“ при паралелна работа на българската ЕЕС в мрежата на ENTSO-E (FSkar)

От 1.06.2021 г. е в сила методологията FSkar (Financial Settlement of KΔf, ACE and ramping period), въвеждаща финансово уреждане на „неумишлените отклонения“ между системните оператори в преносната мрежа на ENTSO-E. Компенсациите вече не се извършват чрез физически графици, а чрез финансов сетълмент. Изчисленията се извършват от Amprion, който предоставя месечни справки за одобрение, след което JAO извършва фактуриране.

5. Проектът IGCC (Международно сътрудничество по управление на мрежата)

В изпълнение на изискванията на Регламент (ЕС) 2017/2195 (EBGL – Насоки за електроенергийно балансиране), ЕСО ЕАД е присъединен към платформата за нетиране на небалансите в реално време (IGCC). За първото полугодие на 2025 г. сумарното количество на получените корекционни сигнали от платформата IGCC за контролния блок на ЕСО е в размер на 59,5 GWh в посока внос и 106,8 GWh в посока износ.

6. Проектът PICASSO

На 10 февруари 2025 г. ЕСО успешно се присъедини към платформата PICASSO и стана първият електропреносен оператор в Югоизточна Европа, свързан с европейската балансираща платформа. За първото полугодие на 2025 г. сумарното количество на активираните предложения от платформата PICASSO за контролния блок на ЕСО е в размер на 59,7 GWh в посока внос и 42,8 GWh в посока износ.

7. Релейна защита

ЦДУ методически ръководи експлоатацията на релейните защиты, изчислява и задава настройки и контролира тяхното изпълнение. Извършва анализ на действието на релейните защиты и автоматиките в електропреносната мрежа.

За отчетния период са изчислени настройки за релейни защиты и издадени съответните заповеди и писма за 42 подстанции в мрежа 110 kV и 2 подстанции в мрежа 400 kV във връзка с едновременно протичащи инвестиционни дейности за модернизация и развитие на ЕЕС. За този период са издадени и 22 заповеди за ускорение на релейните защиты.

Осъществен е контрол и съдействие при работното проектиране на 44 обекта.

В 2 подстанции е работено по настройка, конфигуриране, тестване и въвеждане в експлоатация на цифрови ДЗШ.

Обработени бяха профилите на над 22 електропровода 110, 220 и 400 kV и съответно актуализирани базите данни за програмните комплекси ASYM WIN и NEPLAN. За определяне нивата на токовете на късо съединение се поддържат и актуализират базите данни и в перспектива от 10 години. Бяха предоставени необходимите данни за токове на късо съединение в 25 обекта за целите на проектиране. Изчислени и предоставени данни за оразмеряване на мълниезащитни проводници на 11 електропровода.

За извършени услуги на външни фирми по изчисляване на настройки за релейни защиты, съгласуване на работни проекти и настройки на релейни защиты, данни за токове на късо съединение, ЕСО ЕАД получи 275 хиляди лева с ДДС.

8. Системи за управление на ЕЕС в реално време

Продължи адаптирането и разширението на телекомуникационните възможности на SCADA/EMS в ТДУ. Базите на оперативните системи за ЦДУ и ТДУ бяха разширени с всички рехабилитирани и нововъведени в експлоатация обекти, присъединени към преносната мрежа на Р. България.

Системите за управление в реално време бяха подготвени за работа с платформата за балансиране PICASSO.

Приключи изпълнението на договора по инвестиция С4.14 „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“, подпроект № 5 „Модернизация на SCADA/EMS в ЦДУ с допълване на

функционалности в резервен център за управление на ЕЕС“, съфинансирана със средства от Механизма за възстановяване и устойчивост на Европейския съюз.

Продължи изпълнението на договора по инвестиция С4.14. „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“, Подпроект 2 „Модернизация на SCADA в Опорен пункт с въвеждане на възможност за далечно резервиране“.

Подготви се и започна провеждането на обществената поръчка по инвестиция С4.14. „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“, Подпроект 6 „Дисплейни стени“.

Също така продължи експлоатацията на общоевропейската система за обмен на информация в реално време между диспечерските пунктове – EAS (ENTSO-E wide Awareness System). Проведени са тестове за работа със системата от диспечерите в ЦДУ.

Продължи разширяването на наблюдаемостта на преносната мрежа на съседните оператори; Продължава обучението и използването на мрежовият анализ в системата на ТДУ; Специалисти от ЦДУ взеха участие в изпитанията на рехабилитираните ВЕЦ от системно значение; Като част от обмен на информация с останалите системни оператори, координационните центрове и информационните системи на ENTSO-E, се използва новата комуникационна мрежа (Communication Network - CN).

Продължи обучението на диспечерите от ТДУ и ЦДУ на диспечерският тренажор.

9. Телекомуникационна мрежа, телемеханика и системи за автоматизация и управление на подстанции и непрекъсваемо захранване на апаратура за АСДУ¹⁰

Специалистите по АСДУ се включиха активно в разширението на оптичната телекомуникационна мрежа чрез сплайсване на оптични трасета, изградени със собствени сили с OPGW¹¹ и ADSS¹² кабели. Общата дължина на оптичната мрежа към средата на 2025 г. е 8 745,8 км. Започна изграждането на DWDM мрежа за предоставяне на трафични услуги на клиенти, което ангажира значителен ресурс от страна на специалистите по телекомуникации, като се планира търговската експлоатация да стартира до края на 2025 г.

Телекомуникации

Телекомуникационната мрежа има сложна инфраструктура, обхващаща територията на цялата страна и включва устройства с различно предназначение и функционалност.

Телекомуникационната мрежа е основната среда, осигуряваща свързаността на системите, използвани за целите на:

- оперативното управление на ЕЕС;
- релейни защиты и пренос на команди за противоаварийна автоматика;
- осигуряване на WAN (wide area network) свързаност между локалните мрежи на ЦДУ и ТДУ;
- обмен на данни през комуникационната мрежа на ENTSO-E (PCN) с другите преносни оператори, членове на организацията, и с разчетни центрове на организацията.
- Дистанционен достъп до интелигентни устройства в подстанции (телекомуникационна и телемеханична апаратура, релейни защиты и локални контролери) за дистанционна диагностика, преконфигуриране и за бързо локализиране и отстраняване на повреди.

През първото шестмесечие на 2025 г., дейностите в частта телекомуникации включваха основно доставка и въвеждане в експлоатация на модерни оптични DWDM/MPLS (dense wavelength-division multiplexing/multi protocol label switching) телекомуникационни устройства за пренос на данни, както на SCADA системи, така и на друга оперативна информация. С изграждането на новата мултипротоколна мрежа значително се повиши нивото на информационна сигурност, чрез криптиране на физическо ниво на всички транспортни връзки.

¹⁰ АСДУ – автоматизирана система за диспечерско управление

¹¹ OPGW – optical ground wire

¹² ADSS кабел – all-dielectric self-supporting cable

Към средата на 2025 г. са монтирани повече от 330 възела, както в обекти на ЕСО ЕАД, така и в обекти на производители със системно значение (АЕЦ, ВЕЦ, ТЕЦ). Изграждането на нова защитена мрежа за пренос на данни за SCADA система ще продължи и през втората половина на 2025 г. до осигуряване на пълно телекомуникационно покритие на всички обекти на ЕСО ЕАД със съществуваща оптична свързаност чрез OPGW.

Съвместно с това успешно се продължиха следните дейности:

- Доставка и монтаж на телекомуникационно оборудване за предоставяне на услуги по пренос на цифрови сигнали и данни
- Дооборудване на защитена мрежа за пренос на данни за SCADA система с цел резервиране на комуникационни връзки към ТДУ и ОП
- Дооборудване на защитена мрежа за пренос на данни за SCADA система в обекти на ТДУ
- Изграждане на резервираща сателитна комуникационна мрежа с обекти на дистанционно управление чрез доставка на апаратура и наем на услуги
- Модернизация и разширение на мрежа за диспечерски гласови комуникации
- Доставка на оптична ТК апаратура с функции за пренос на команди за УРЗ
- Изграждане на ТК линии за пренос на команди за УРЗ
- Изграждане на телекомуникационни линии до новоизградени обекти на производители на електроенергия от ВЕИ
- Бяха изградени всички заявени от звената в ЕСО телекомуникационни линии

Телемеханика и системи за автоматизация на подстанции

Телемеханиката и системите за автоматизация на подстанции осигуряват наблюдаемост на обекта, приемане, обработване и предаване към диспечерския пункт в реално време на телеинформация: телеизмервания, телесигнализации, показания на електромери (телеброене), стъпала на янсенови регулатори и получаване и изпълняване на команди за телеуправление, телерегулиране и управление на стъпалата на янсеновите регулатори.

През 2025 г. дейностите в частта телемеханика и системи за автоматизация на подстанции включваха основно работа по:

- изграждане на системи за дистанционно управление в подстанции на ЕСО, включително новоизградени възлови станции на ЕСО за присъединяване на производители от ВЕИ, интегриране на допълнителни устройства във вече действащи системи за дистанционно управление, както и дейности по получаване и обработка на информация от новоизградени генериращи мощности – основно от възобновяеми източници. Прилагат се мерки по повишаване на сигурността на информацията и защита от кибератаки.
- Модернизиране на системите за дистанционно управление

Като се използват увеличените ресурси на новата защитена мрежа за пренос на данни, се разработи и се въвежда в работа разширение на резервираната комуникационна схема между системните подстанции на ЕСО, производителите със системно значение и SCADA/EMS.

Непрекъсваемо захранване на апаратура за АСДУ

За нуждите от ел. захранване на апаратурата, изграждаща автоматизираната система за диспечерско управление се осигурява непрекъсваемо захранване, с което процесът на изпращане и получаване на информацията в “реално време” между диспечерските пунктове и обектите не се прекъсва.

През 2025 г., дейностите в частта непрекъсваемо захранване на апаратура за АСДУ включваха основно дейности по изграждане или модернизация на системи за резервирано захранване в обекти, които се подготвят за дистанционно управление.

За изграждането на резервирано захранване в сградите на ТДУ Изток и ТДУ Юг посредством дизел генератори има подписан договор. В процес на изготвяне на документация за провеждане на

обществени поръчки е процедурата за осигуряване на резервирано хранване чрез два дизел генератори и два UPS в сградата на ЦДУ/ТДУ Запад.

Подобряване на сигурността и наблюдението на обекти

- Модернизация на пожарогасителна система в сградата на ЦДУ/ТДУ Запад
- Изграждане и разширение на мрежи за дистанционен достъп до релейни защиты
- Изграждане и разширение на мрежи за дистанционно наблюдение на апаратура за АСДУ
- Изграждане на мрежа за дистанционно наблюдение на температурата на ЛАЗ в обекти

Пренос на електрическа енергия

През първото полугодие на 2025 г. компанията-майка продължи да извършва дейностите по експлоатация, поддръжка, разширение, реконструкция, модернизация и осигуряване на надеждното функциониране на електропреносната мрежа, включително наличието на всички необходими допълнителни услуги, поддръжане и развитие на спомагателни мрежи, ремонтни дейности и услуги в областта на енергетиката.

ЕСО ЕАД обслужва електропроводни линии с обща дължина от 16 211,41 км., в това число въздушни електропроводи 400 кV – 3 101,6 км., 220 кV – 2 710,9 км. и 110 кV – 10 353,26 км., 60 кV – 11,84 км. и кабелни електропроводи 110,220 и 400 кV – 33,81 км.

Инвестиционните дейности, извършени по програмата за първо полугодие на 2025 г. са следните:

Завършена е реконструкцията на общо 69,41 км. електропроводни линии. Подменено е мълниезащитно въже (м.з.в.) с OPGW на 49,84 км. със собствени сили. Завършени бяха следните обекти с реконструкция:

- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Вишеград от ст.№213 до п/ст „Тополовград“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Галатея“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Манастирица“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Малево-Славяново-Пясъчево“ в участъка от п/ст „Харманли“ до п/ст „МИ“

Обектите, чиято подготовка за изпълнение на СМР е започнала през 2025 г. са следните:

- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Цимбала-Граничар“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Роман-Косматица“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Вардим“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Кулата“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Долина“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Щастливеца“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Бутан“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Климентово“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Войвода“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Злагаров“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Рид“
- Реконструкция на ВЛ 110 кV „Лисец“

През първо полугодие на 2025 г. са извършени следните дейности по ремонт и поддръжка:

- Възстановена е антикорозионната защита (АКЗ) на 577 бр. стълба
- Подменено е 66 км. стоманено поцинковано м.з.в.
- Подменени са 67 бр. заземители
- Укрепени са 4 бр. стълбове с подпорни стени
- Подменени са 60 бр. изолаторни вериги с полимерни
- Възстановени са възникнали аварийни ситуации на 14 бр. електропровода
- Почистени са просеки на въздушни линии – 4598 дка. по възлагане и 3594 дка. със собствени сили

Електрически подстанции:

ЕСО ЕАД обслужва 304 електрически подстанции в това число: подстанции 400/220 кV – 2 бр., подстанции 400/220/110 кV – 6 бр., подстанции 400/110 кV – 7 бр., възлова подстанция 400 кV – 1 бр., възлова подстанция 110 кV – 9 бр., възлова подстанция 20 кV – 1 бр., 220/110 кV – 16 бр. и 262 броя подстанции 110/Ср. Н.

През първо полугодие на 2025 г. се изпълняват обекти от Инвестиционната програма (ИП) и Програмата за ремонт и поддръжка (ПРП) на ЕСО ЕАД, които ще продължат и през 2026 г. - строително-монтажни работи по рехабилитация на присъединявания, реконструкция на ОРУ 110 кV, монтаж на разединители и локални контролери към система за дистанционно управление, някои от които са:

- п/ст „Харманли“ - Реконструкция на ОРУ 110 кV
- п/ст „Червен бряг“ – Изграждане на нова сграда и КРУ
- п/ст „Гълъбово“ – Реконструкция на ОРУ 110 кV
- п/ст „Костинброд“ – Реконструкция на ОРУ 110 кV и ЗРУ 20 кV
- п/ст „Дебелт“ - Реконструкция на ОРУ 110 кV
- п/ст „Джумая“ - Реконструкция на ОРУ 110 кV
- п/ст „Пазарджик“ – Реконструкция на ОРУ 110 кV
- п/ст „Кюстендил“ – Реконструкция на ОРУ 110 кV
- п/ст „Златоград“ – Реконструкция на ОРУ 110 кV
- п/ст „Алдомировци“ – Реконструкция на ОРУ 110 кV

Стартира и подготовката на проектни документации и процедури за избор на изпълнител на строително-монтажни работи за реконструкция на следните обекти:

- п/ст „Кюстендил“ – проектиране ново поле
- п/ст „Пазарджик“ – Реконструкция на ОРУ 110 кV
- п/ст „Полски Тръмбеш“ – Реконструкция на ОРУ 110 кV
- п/ст „Алеко поле“ – Проектиране и изграждане на две нови полета
- ОРУ ТЕЦ Република - Реконструкция на ОРУ 110 кV и изграждане на САУП, СОТ, ВН и ПИС
- п/ст „Приморско“ - Реконструкция на ОРУ 110 кV и изграждане на САУП, СОТ, ВН и ПИС
- п/ст „Своге“ - Реконструкция на ОРУ 110 кV
- п/ст „Сопот“ - Реконструкция на ОРУ 110 кV
- п/ст „Търговище 1“ - Разширяване на ОРУ 110 кV
- п/ст „София Изток“ - Реконструкция на ОРУ 110 кV
- п/ст „Любимец“ – Реконструкция на ОРУ с монтаж на трети СТ и разширение на КРУ 20 кV с нова сграда

- п/ст „Мадара 2“ – Проектиране на изграждане на нова подстанция 400/110/31,5/20 kV
- п/ст „Плевен 3“ – Проектиране на изграждане на нова подстанция 400/110/31,5/20 kV
- п/ст „Генерал Тошево 2“ – Проектиране на изграждане на нова подстанция 400/110/31,5/20 kV
- п/ст „Добрич 2“ – Проектиране на изграждане на нова подстанция 400/110/31,5/20 kV

Обекти, чието изграждане е планирано със собствени сили /по ПРП и ИП/

Завършени са предвидените ремонтни дейности по командни табла собствени нужди постоянно и променливо напрежение и централна сигнализация.

По програмата за ремонт и поддръжка през първото полугодие на 2025 г. бяха извършени монтажни дейности по ремонт и подмяна на следните съоръжения:

- Отстраняване неизправност на прекъсвачи ВН с SF6 /ремонт, възстановяване на нормална функционалност, допълване с SF6/ – 12 бр.
- Извършени инспекции, техническо обслужване, функционални проверки и настройки на прекъсвачи 110, 220 и 400 kV – общо 80 бр.
- Рециклиране на елегаз SF6 – 0 бр.
- Ремонт прекъсвачи тип ММО – 15 бр.
- Монтаж на нови елегазови прекъсвачи 110 kV – 47 бр.
- Демонтаж на високомощни елегазови прекъсвачи и ММО – 42 бр.
- Подмяна на разединители високо напрежение – 23 бр.
- Подмяна на токови измервателни трансформатори високо напрежение – 66 бр.
- Подмяна на напреженови измервателни трансформатори високо напрежение – 60 бр.
- Подмяна на КИТ – 3 бр.
- Подмяна на автоматика за регулиране на напрежението – 11 бр.
- Подмяна на плавно регулируеми реактори – 8 бр.
- Подмяна на вентилни отводи средно напрежение – 129 бр.
- Подмяна на цифрови релейни защиты средно напрежение – 94 бр.
- Подмяна на активни съпротивления – 3 бр.
- Подмяна на локални контролери – 12 бр.
- Подмяна на акумулаторни батерии – 8 бр.
- Подмяна на токоизправители – 11 бр.

Ремонт на сгради и сгради на подстанции – целта на ремонтните работи е поддържане на сградите в нормално техническо състояние и своевременно отстраняване на аварийни или пред-аварийни състояния на сградите и инсталациите им. От заложените в „Програма за ремонт и поддръжка на ЕСО ЕАД за 2025 г.” 154 обекта, към 30.06.2025 г. са завършени 53 от тях или 34%.

Ремонт строително-конструктивна част на подстанции – целта на ремонтите е поддръжка на строителните конструкции за съоръжения в ОРУ на подстанции в нормално техническо и експлоатационно състояние. От заложените в „Програма за ремонт и поддръжка на ЕСО ЕАД за 2025 г.” 102 обекта, към 30.06.2025 г. са завършени 29 от тях или 28%.

Изпълнение на аварийни ремонти на сгради и съоръжения – целта е в кратки срокове след настъпването на аварията да се възстанови експлоатационната годност на сградите и съоръженията. Предварително

в програмата не е възможно да се заложат обекти, но от възникналите през първата половина на 2025 г. 15 аварийни обекта, са завършени дейностите на 14 от тях или 93%.

Силови трансформатори:

В изпълнение на Инвестиционна програма към 30.06.2025 г. са стартирани обществени поръчки за избор на изпълнител за:

- „Доставка на силови трансформатори 50 000 kVA, 110/21/(6,3) kV, 110/21/6,3 kV и 110/21-21/(6,3) kV“ – обжалвано решение на ИД на ЕСО.
- „Транспорт, монтаж и демонтаж на силови трансформатори 10 ÷ 50 MVA/123 kV“. Процедурата е предадена за осъществяване на задължителен предварителен контрол по чл. 229, ал. 1 в АОП и върната със забележки. Забележките са отстранени, предстои публикуване в ЦАИС ЕОП.
- „Доставка на 5 броя регулируеми шунтови реактори 80 MVA_r, 123 kV“. Процедурата е предадена за осъществяване на задължителен предварителен контрол по чл. 229, ал. 1 в АОП и върната със забележки. Забележките са отстранени, предстои публикуване в ЦАИС ЕОП.
- „Доставка на четири автотрансформатора 350 000 kVA, 400/121/31.5 kV и четири автотрансформатора 350 000 kVA, 400/121/31.5 kV с опционално възлагане. Срок за подготовка на документация 02.07.2025 г.

В изпълнение на Ремонтна програма към 30.06.2025 г. няма стартирани обществени поръчки за избор на изпълнител. Сключени са пет договора по проведени вътрешно конкурентни избори (ВКИ) по рамково споразумение за „Демонтаж, транспорт и монтаж на силови трансформатори 10 ÷ 50 MVA/123 kV“ – дог. № 005-МЕР/19.01.2024 г., дог. № 0058-МЕР/20.05.2024 г., дог. № 0073-МЕР/05.06.2024 г., дог. № 0083-МЕР/27.06.2024 г., № 0164-МЕР/16.12.2024 г. и № 0011-МЕР/19.02.2025 г.

Към 30.06.2025 г. е извършена ревизия и профилактика на 196 бр. силови трансформатори и автотрансформатори на ЕСО ЕАД.

Към 30.06.2025 г., поради реконструкции на ОРУ 110 kV, са извършени привеждане в транспортен/експлоатационен вид на 13 бр. силови трансформатори.

Към 30.06.2025 г. е извършван текущ контрол при експлоатация на маслонапълнени съоръжения както следва:

- **ЦЛЕМ София** – издадени протоколи за периода общо 730 бр., от които 591 бр. за ЕСО и 139 бр. за външни клиенти на стойност 24 500,00 лв. без ДДС;
- **ЦЛЕМ Пловдив** – издадени протоколи за периода общо 443 бр., от които 434 бр. за ЕСО и 9 бр. за външни клиенти на стойност 2 520,00 лв., без ДДС;
- **БРТМ Пловдив** – преработено отработено масло за нуждите на ЕСО ЕАД – 151,985 тона. Предадено годно масло на УМЕР за подмяна и доливане 53,387 тона, в т. ч. 2,814 тона свежо.
- **ЦЛЕМ Варна** – издадени протоколи за периода общо 292 бр., от които 290 бр. за ЕСО и 2 бр. за външни клиенти на стойност 1347,54лв., без ДДС;
- **Подвижна високоволтова лаборатория Варна** – издадени протоколи за периода общо 59 бр. за ЕСО и 0 бр. за външни клиенти.

Присъединяване:

По дейности, свързани с присъединяване на обекти към електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД, по реда на Наредба № 6 от 28.03.2024 г. за присъединяване на обекти към електрическите мрежи (обн., ДВ, бр. 28 от 2.04.2024 г., в сила от 2.04.2024 г.), Закон за енергетиката и ЗЕВИ, са определени условията и техническите изисквания за присъединяване на обекти към електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД, както следва:

- Извършени проучвания - 634 бр.

- Сключени предварителни договори - 107 бр.
- Сключени договори за възлагане - 8 бр.
- Сключени окончателни договори - 187 бр.
 - с електроразпределителни дружества - 130 бр.
 - с клиенти - 9 бр.
 - с производители - 48 бр.
- Сключени допълнителни споразумения - 183 бр.
 - към договори за присъединяване – 92 бр.
 - към предварителни договори за присъединяване – 91 бр.

Временни схеми към предварителните договори и договори за присъединяване – 21 бр. (включени са в гореизброените две позиции).

- Дълготрайните материални активи, прехвърлени в собственост на ЕСО ЕАД или изградени от дружеството и въведени в експлоатация от изпълнени договори за присъединяване към електропреносната мрежа са на обща стойност 21 257 774,39 лв. без ДДС.

По утвърден ценоразпис на ЕСО ЕАД са заплатени 251 броя проучвания на условията за присъединяване към електропреносната мрежа и 226 броя съгласувания на проекти на външни организации/инвеститори.

База данни и архив

Поддръжката и актуализацията на базата данни за електропроводите и подстанциите се извършва чрез внедрения програмен продукт SAP/R3. Отдела съдейства на отделите в дирекция ПЕЕ, като генерира справки в SAP/R3 и в техническия архив. Поддържа актуална карта с електропроводи и подстанции, местоположения на обекти за присъединяване и бъдещи възлови станции подпомагайки дейността на дирекция ПРАПМ. Администрира технически архив за обектите собственост на ЕСО ЕАД.

Отдела прави всички промени в техническата структура на SAP/R3 за УМЕР София област по изпратени данни.

През 2025 г. по техническата структура за електропроводи е отразен монтажът на OPGW за 8 бр. електропроводи; Направени са необходимите промени за разкъсването на ВЛ Калояново, ВЛ Емона, ВЛ Близнак и ВЛ Сан Стефано (частта в УМЕР Бургас); Променени са стълбовете и връзките за реконструкцията на ВЛ Елица, ВЛ Ерма, ВЛ Манастирица, ВЛ Зайчино, ВЛ Вишеград/Граничар (частта в УМЕР Бургас); Въведени изцяло нови електропроводи в SAP/R3 – ВЛ Рамануша, ВЛ Шарково, ВЛ Писковец, ВЛ Трояново.

Стандарти и типови проекти

Участие в ТК-79 Електроенергетика към БИС, като представител на ЕСО ЕАД: становища по проекти за въвеждане или отпадане на стандарти. Организиране на доставки и достъп до закупени стандарти. Преглед и публикуване на изготвени типови проекти и технически политики.

Участие в подготовка на техническа документация към отдели „Подстанции“ и „Силови трансформатори“ на Дирекция „ПЕЕ“. Основна ревизия на Наредба № 22 за изпитване на електрозащитни средства в експлоатация.

Участие в дейности, свързани с присъединяване на обекти към електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД. Участие в работни групи: „Заземяване на звездните центрове и капацитивни токове при земни съединения“, „Оптимизиране на режимите на работа и отстраняване на тесни места в електропреносната мрежа“, „Подпомагане на процеса на проектиране на нови ОРУ 400 kV и подстанции 400/110 kV“. Участие в постоянния Технически съвет.

Измерване на електрическа енергия, информационни и комуникационни технологии

През първо полугодие на 2025 г. продължават дейностите по оптимизация на ИКТ инфраструктурата изцяло със собствени сили:

- Поддръжка и развитие на официалния сайт на дружествата;
- Във връзка с присъединяването компанията майка към платформата aFRR, разработена в рамките на споразумението за общ доставчик на услуги – PICASSO, се разработи вътрешно ведомствен софтуер, обслужващ процесите по събиране и обработване на данни от различни източници за реализиране на сетълмент. Реализираното приложение имаше за цел да обезпечи интегрирането и синхронизацията на националния балансиращ пазар в България след присъединяването на ЕСО към общоевропейската платформа за обмен на балансираща енергия от автоматично вторично регулиране (PICASSO). Поради това, че сетълмент периода с платформата се извършва при резолюция 4 секунди, а балансиращия пазар функционира на 15 минути се наложиха редица промени в ИТ системите и процесите в ЕСО: Промяна на сетълмент резолюцията с ДБУ, при активиране на балансираща енергия от автоматично вторично регулиране, от 15 минути на 4 секунди; Агрегиране на сетълмента на ДБУ от 4 секунди на 15 минути и последващото им импортиране в MMS за целите на корекция на търговската позиция в съответната балансираща група; Калкулиране на маргиналната цена (Pay As Clear) от активирани количества балансираща енергия, отчитайки данните от PICASSO и локалната SCADA/EMS, с резолюция от 15 минути и последващото им импортиране в MMS за целите на сетълмент с всички ТУ; Отчитане на промените при изчисление на прогнозната цена за балансираща енергия, която се публикува на интернет страницата на ЕСО до 30 минути след изтичане на всеки 15 минутен интервал. Реализирани са значителен брой справки за визуализиране на гореописаните процеси в различна резолюция и съдържание;
- Разширение на системата за обслужване на електромерното стопанство за адекватното отразяване на присъединените ССЕЕ;
- Текуща поддръжка и развитие на всички вътрешно ведомствени приложения;
- Извършена подмяна на цялото мрежово оборудване в Централно управление;
- Проведена е обществена поръчка за осигуряване на телекомуникационни услуги за нуждите на дружеството. Предстои подписване на договори с избраните изпълнители;
- Извършва се миграция от SDH оптичната мрежа, към MPLS високоскоростна преносна среда за: Siemens релейни защиты, PQSCADA регистратори и Ethernet модеми за дистанционно отчитане на електромери на междусистемните електропроводи. Участва се в изготвянето на документация на обществена поръчка за изграждане на „Система за динамично наблюдение на преносните възможности“, по която е сключен договор. Предстои доставка и пускане в експлоатация на 40 броя фазоизмервателни устройства с непрекъснат запис, както и включването им към Phasor Data Concentrator. Автоматизиране на информационния обмен с ENTSO-E, свързан с изпращане на данни за тесните места по мрежата в рамките на деня;
- Участие в процеса по реализация на Плана за сигурност на ENTSO-E - MVS Security Plan;
- Във връзка с повишените изисквания за мрежова и комуникационна сигурност на обмена на данни с централизираните системи и приложения на ENTSO-E беше променен начина на комуникация между Системата за Администриране на пазара (MMS) и Верификационната платформа на ENTSO-E (VP/S). Изграден бе междинен комуникационен модул, посредством който обменът на информация за графици за междусистемен обмен със системата VP/S вече се извършва през защитената комуникационна мрежа PCN.
- За целите на предварителни тестове във връзка с присъединяването ЕСО ЕАД към проекта MARI (Manually Activated Reserves Initiative) беше инсталиран и конфигуриран краен комуникационен възел от комуникационната платформа ECP, осигуряващ защитен и сигурен обмен на данни с централизирания доставчик на услуги за MARI.
- В съответствие с Регулация на Европейската Комисия № 543/2013 се осигурява и обезпечава изпращането на информация за работата на ЕЕС към Платформата за прозрачност на ENTSO-E.

През първо полугодие на 2025 г. продължи проучването на предлагани на пазара нови типове електромери с цел оценка на техните функционални възможности и приложимостта им в дейността на дружеството, в процес на приключване е подготовката на технически изисквания за провеждане на процедура за сключване на договор за доставката на електромери за изпълнение на бъдещи цели по годишните инвестиционни програми на дружеството за присъединяване на нови производители и потребители и обновление на съществуващото електромерно стопанство.

Изготвят се технически задания за проектиране и изграждане на нови измервателни системи и се изработват технически задания за реконструкция на съществуващи обекти на дружеството във връзка с програмата за преминаване на обектите на дистанционно управление без дежурен персонал и изграждане на нови обекти, свързани с развитие и разширение на електропреносната мрежа.

Изготвени са становища по предоставени за преглед проекти по сключени договори за присъединяване и/или за реконструкция, рехабилитация и разширение на електропреносната мрежа (185 бр.), становища по искания за присъединяване на крайни клиенти, производители и обекти на оператори за съхранение на ел. енергия (около 500 бр.), взето е участие в 20 бр. заседания на постоянния технически съвет за присъединяване на нови обекти, в т.ч. и при изготвяне и редакция на протоколи от заседанията.

Извършен е преглед, корекция и последващо съгласуване на повече от 350 бр. становища, предварителни и окончателни договора и допълнителни споразумения за присъединяване на нови обекти към електропреносната мрежа.

Дейност на дъщерното дружество „ЕСО Инженеринг“ ЕООД

„ЕСО Инженеринг“ е изпълнило дейности монтаж, въвеждане в експлоатация на високоволтови прекъсвачи (ВМП) в ОРУ, инспекции и обслужване на ВМП:

- Монтирани и въведени в експлоатация нови елегазови прекъсвачи – 54 броя:
 - ВГТ -110 kV – п/ст. „Криводол” 2бр, п/ст. „Мелта” 4бр, п/ст. „Дългопол” 1бр, п/ст „Омуртаг“ 2бр., п/ст. „Латекс“ 3 бр.
 - ЛТВ -145 kV – п/ст. „Калище” 4бр, п/ст. „Бабово” 3бр, п/ст. „Горна Оряховица изток” 4бр, п/ст „Харманли“ 5бр., п/ст „Бобов дол“ 3бр., п/ст „Асеновград“ 3бр., п/ст „Враца 2“ 1бр., , п/ст „Плевен изток“ 3бр., п/ст „Узунджово“ 2бр., п/ст „Тетевен“ 2бр., п/ст „Козлодуй“ 2бр., п/ст „Николай Лъсков“ 2бр., п/ст „Габрово“ 1бр.
 - Siemens -420 kV – п/ст „Асеново“ 7 бр.
- Извършена инспекция, техническо обслужване функционални проверки и настройка на прекъсвачи тип ММО:
 - п/ст „Курило“ 14 бр.
 - п/ст „Модерно предградие“ 1 бр.
- Извършена инспекция, техническо обслужване функционални проверки и настройка на елегазови прекъсвачи – 264 броя:
 - Siemens 3AP1 FI 245 - п/ст ОРУ „ТЕЦ Бобов Дол“- 11 бр., п/ст „Марица изток“- 8 бр., п/ст „Плевен 1“- 6 бр.,
 - Siemens 3AP1 FG 123/145 - п/ст ОРУ „ТЕЦ Бобов Дол“- 3 бр, п/ст „Царевец“-2 бр., п/ст „Силистра“-2 бр, п/ст „Славейков“- 3 бр.
 - AEG 145 kV - п/ст „Казичене“- 1 бр.,
 - GL 311 145 kV - п/ст „Каварна“- 10 бр., п/ст „Маяк“- 10 бр., п/ст „ТЕЦ Пловдив“- 1 бр.,
 - ABB LTV 145 kV - п/ст „Красно село“- 2 бр.
 - ABB HPL 145 kV - - п/ст „Севлиево“- 1 бр.,

- ABB COMPASS MO 145 kV - п/ст „Пампорово“ - 3 бр.
- ABB LTB 420 kV - п/ст „Златица“ 5 бр, п/ст „Мизия“ - 12 бр.
- Дейности по извличане и възстановяване качеството на SF6 няма.
- Извършени ремонти и отстранение аварии на елегазови ВМП и ММО:
 - 1 брой ВМП ABB LTB 420kV, п/ст „Столник“.
 - 1 брой ВМП GL 311 145kV, п/ст „Столник“.
 - 1 брой ВМП ABB LTB 145kV, п/ст „Варна запад“.
 - 1 брой ВМП ABB LTB 145kV, п/ст „Белослав“.
 - 1 брой ВМП GL 311 145kV, п/ст „Каварна“.
 - 1 брой ВМП ВГТ 110kV, п/ст „Вълчи дол“.
 - 1 брой ВМП ВГТ 110kV, п/ст „Омуртаг“.
 - 1 брой ВМП ABB LTB 420kV, п/ст „Мизия“.
 - 3 бр. Елегазови/SF6/ ТТ, 400kV, п/ст „София запад“.
 - 1 брой ВМП ABB LTB 145kV, п/ст „Слънчев бряг“.
 - 4 броя ВМП ABB LTB 245kV, п/ст „ТЕЦ Марица изток 3“.
 - 1 брой ВМП ABB LTB 245kV, п/ст „ТЕЦ Марица изток 2“.
 - 1 брой ВМП ABB LTB 145kV, п/ст „Созопол“.
- Демонтаж на високомощни елегазови прекъсвачи и ММО – 42 броя:
 - п/ст „Гълъбово“ – 3 брой ЗАР1 FG;
 - п/ст „Омуртаг“ - 1 броя ММО;
 - п/ст „Харманли“ - 1 броя ММО;
 - п/ст „Калище“ - 4 броя ММО;
 - п/ст „Криводол“ - 2 броя ММО;
 - п/ст „Бобов дол“ - 5 броя ММО;
 - п/ст „Исперих“ - 4 броя ММО;
 - п/ст „Козлодуй“ - 2 броя ММО;
 - п/ст „Бабово“ - 3 броя ММО;
 - п/ст „Габрово“ - 3 броя ММО;
 - п/ст „Узунджово“ - 3 броя ММО;
 - п/ст „Н Лъсков“ - 3 броя ММО;
 - п/ст „Костинброд“ - 2 броя ММО;
 - п/ст „Джумая“ - 3 броя ММО;
 - п/ст „Дебелт“ - 2 броя ММО;
 - п/ст „Кула“ - 1 брой ММО;
- Проведени курсове „Извършване на извличане на флуорирани парникови газове от комутационна апаратура за високо напрежение” и създаване на досиета за SF6 съоръжения от специалисти на ЦРВМП:

- За служители на фирма „ЛИЙД ВИЖЪН ЕООД“ - един курс, 2 човека;
- За служители на фирма Хиташи Енерджи – един курс, 5 човека;
- Периодична проверка за теч и попълване на досиета за 12 броя съоръжения със SF6 газ в ТЕЦ Русе;
- Проверка за теч и създаване на досиета за 20 броя съоръжения със SF6 газ в AES Гълъбово

ЦЕХ за метални изделия Плевен

В обект ЦРИ на „ЕСО Инженеринг“ ЕООД са изработени следните изделия по сключени договори за първо полугодие на 2025 г., както следва:

- КРУ п-ст. Варна Север - килия 28 - Siemens – 1 бр.;
- КРУ п-ст. Варна Север - килия 31 – Siemens – 1 бр.;
- КРУ п-ст. Зелин – Chint – 1 бр.;
- КРУ п-ст. Златарица – Siemens – 1 бр.;
- КРУ п-ст. Стара Загора – Siemens – 1 бр.;
- КРУ п-ст. Златица – Siemens – 22 бр.;
- КРУ резерва п-ст. Стара Загора – Siemens – 1 бр.;
- К-т. кутия за п-ст. Варна – 1 бр.;
- К-т. предпазен щит за п-ст. Дряново – 1 бр.;
- 1 бр. монтажна плоча и 1 бр. панел релеен отсек п-ст. Зелин;
- 2 бр. масичка за ТТ, 1 бр. масичка за НТ и 2 бр. масичка за ТТ и НТ 110 kV за п-ст. Тетевен;
- 1 бр. масичка за ТТ, 1 бр. комбинирана масичка за НТ UTD-123 и ТТ LB7-126, 1 бр. комбинирана масичка за НТ С3VT-123 и ТТ CTS4-123 и 3 бр. шаблони за фундаменти ТФ1, ТФ2 и ТФ4 за п-ст. Кула;
- Изолационни плоскости п-ст. Д. Дъбник – 4 бр.;
- 4 бр. колички п-ст. Червена могила - Siemens и преработка на 4 бр. врати и 4 бр. монтажни плочи;
- К-т врати за п-ст. Оряхово – 4 бр.;
- К-т врати за п-ст. Тенево – 4 бр.;
- Монтажни плочи за п-ст. Мадара – 4 бр.;
- Стойки за моторно задвижване на разединител за п-ст. Горна Оряховица – 9 бр.;
- 16 бр. к-т. врати ПКШ, 16 бр. к-т. предпазни щита и 4 бр. монтажни плочи за п-ст. Балкан;
- 20 бр. к-т. врати и 20 бр. вътрешни панела п-ст. Ботевград;
- Монтажни планки п-ст. Шабла – 20 бр.;
- Заземителни колове ВЛ 110 kV Албатрос - 24 бр.;
- К-т. лицеви панела п-ст. Банкя – 28 бр.;
- Заземителни колове ВЛ 110 kV Вишеград – 30 бр.;
- Заземителни колове ВЛ 110 kV Цимбала – 36 бр.;
- 54 бр. к-т. врати ЗРУ 20 kV и 3 бр. монтажни плочи за п-ст. Балкан;

- Метални скари и крепежи за п-ст Димитър Димитров – 54 бр.;
- Заземителни колове ВЛ 110 kV Средногорие – 60 бр.;
- Заземителни колове ВЛ 110 kV Косача – 66 бр.;
- Заземителни колове ВЛ 110 kV Габър – 154 бр.;
- Детайла монтаж ТТ и НТ п-ст. Калище – 108 бр.;
- Заземителни колове ВЛ 110 kV Свилена – 124 бр.;
- Заземителни колове ВЛ 110 kV Топлика – 134 бр.;
- Заземителни колове ВЛ 110 kV Смолско – Душанци – 138 бр.;
- Заземителни колове ВЛ 110 kV Бърдо – 168 бр.;
- Метални елементи кльон за п-ст. Царевец – 720 бр.

Към края на първото полугодие на 2025 г. състава на служителите в управление „Електромонтажни дейности“ наброява 152 служителя, извършващи следните дейности:

- Изпълнение на строително-монтажни дейности по уредби, сгради, инсталации и прилежащи площи в електрически подстанции за напрежение 110 kV, 220 kV и 400 kV.
- Изпълнение на комплексни строително-монтажни дейности по присъединяване на клиент на ниво средно напрежение в подстанции на ЕСО ЕАД.
- Изпълнение на комплексни строително-монтажни дейности по подмяна на фундаменти за монтаж на съоръжения в ОРУ 110 kV на подстанция „Кула“, собственост на ЕСО ЕАД.
- Изпълнение на комплексни строително-монтажни дейности по подмяна мълниезащитни въжета с OPGW по въздушни електропроводи 110 kV, собственост на ЕСО ЕАД.
- Изпълнение на комплексни строително-монтажни дейности по обновяване и модернизация на почивна станция „Енерго 2“, к.к. Златни пясъци, собственост на ЕСО ЕАД.
- Изпълнение на комплексни строително-монтажни дейности по изграждане на контролно мерене на електроенергия на извод 20 kV във Възлова станция, собственост на външен възложител.

Дейност на дъщерното дружество „ЕСО Проект“ ЕООД

Проектирането на обекти от преносната електрическа мрежа се извършва съгласно утвърдената годишна ремонтна и инвестиционна програми на „ЕСО“ ЕАД, както и по текущо възникнала необходимост от проектни решения за обекти от преносната система.

Разработването на проектите във всичките им части и фази се извършва при стриктно спазване на действащата нормативна база в Република България.

През първото шестмесечие на 2025 г. са разработени инвестиционни проекти за следните обекти:

Работни проекти за Електропроводи:

Приети проекти:

- Реконструкция на ВЛ 110kV „Гранит“ – 22,00 km
- Реконструкция на ВЛ 110kV „Калояново“ – 24,40 km
- Реконструкция на ВЛ 110kV „Близнак“ – 71,80 km
- Реконструкция на ВЛ 110 kV „Жеравна“ – 29,47 km

- Присъединяване на ФВЕЦ „Таун ъп 8“ чрез разкъсване на ВЛ 110 kV „Плутон“ – 2,72 km
- ВЛ 110 kV Певец- присъединяване нова п/ст Търговище - Индустрия“ – 3,16 km
- ВЛ 110 kV Певец-удвояване до ст.88 – 2,82 km
- ВЛ 110 kV Развигор-Топола за присъединяване ВС Каменар – 3,49 km
- Удвояване на ВЛ 110 kV Стража“ – 3,04 km
- ВЛ 110 kV Вардим- присъединяване на нова п/ст Индустриален Технологичен Парк - Свищов – 0,40 km
- Реконструкция на ВЛ 110 kV Изот (в п/ст София изток) – 0,30 km
- Реконструкция на ветрилото на п/ст Джумая
- Избор на трасета, ПУП/ПП и предварителни разпределения за нови ВЛ 110 kV за присъединяване на ВС в Стара Загора – 11,50 km
- Избор на трасета, ПУП/ПП и предварителни разпределения за нови ВЛ 400 kV Добрич 2-Ген. Тошево – 29,63 km
- Изработване на допълнителни проектни части за пресичания на ж.п. линии и координация на дейности по приемане на проектната документация за обекти:
 - Реконструкция на ВЛ 110 kV Баба Вида и ВЛ 110 kV Печ
 - ВЛ 110 kV „Пролом – Лакатник“ – 7 броя Пътни и 7 броя ВОБД
 - ВЛ 110 kV „Абдовица“ – 7 броя ВОБД
 - ВЛ 110 kV „Болярино“ – 2 броя Пътни и 2 броя ВОБД
 - ВЛ 110 kV “Орловец” – Пресичане на ЖП линии – 1 бр.

Общата дължина на ВЛ 110 kV, за които са приети проекти за реконструкция през първото полугодие на 2025 г., възлиза на 175,10 km.

Общата дължина на предварително разпределение на нови ВЛ 400 kV, за които са приети проекти през първото полугодие на 2025 г., възлиза на 29,63 km.

В процес на проектиране:

- Реконструкция на ВЛ 110 kV „Диана“ – 16,02 km
- Реконструкция на ВЛ 110 kV „Коневец“ – 17,17 km
- Избор на трасета, ПУП/ПП и предварителни разпределения за изместване на ВЛ 110kV Цибър и Аспарухов вал – 8,00 + 15,00 km
- Реконструкция на ВЛ 110 kV „Места“ – 42,69 km
- Разкъсване на ВЛ 110 kV Стража – отклонение за присъединяване на ФЕЦ Куадра – 1,20 km
- Избор на трасета, ПУП/ПП и предварителни разпределения за нови ВЛ 400 kV Варна – Добрич – 42,15 km
- Избор на трасета, ПУП/ПП и предварителни разпределения за нови ВЛ 400 kV за разкъсване ВЛ 400 kV Родина за присъединяване нова п/ст Плевен 3 – 7,7 km
- Реконструкция на ветрилото на п/ст Девня – 7,3 km
- Типови стоманорешетъчни стълбове 400 kV за две тройки проводници и две мълниезащитни въжета (2x3x3АСО-400+2xС-100)

Работни проекти за Подстанции:

Приети проекти:

Към 30.06.2025 г. са разработени и предадени инвестиционни проекти за следните обекти:

- П/ст „Приморско“ 110/20 kV – Реконструкция на ОРУ 110 kV
- ВС 110 kV „Тангра“ за присъединяване на ФЕЦ „Куадра“
- П/ст „София изток“ 110/35/10 kV – Реконструкция ОРУ 110 kV
- П/ст „Тополовград“ – ново изводно поле КЛ 110 kV присъединяване на ФЕЦ Сосиете
- П/ст „Хидравлика“ 110/20 kV – Реконструкция на ОРУ 110 kV
- ВС 110 kV „Каменар“ за присъединяване на ФЕЦ „Лозница“
- ВС 110 kV „Венеца“ за присъединяване на ФЕЦ „Йотов и син“
- П/ст „Търговище 1“ 110/20kV Разширение с изводно поле 110 kV за присъединяване на ОЗРМ
- П/ст „Търговище 1“ 110/20kV реконструкция на ОРУ 110 kV
- П/ст „Търговище индустрия“ 110/20 kV
- ВС 110kV „Свищов индустрия“ за присъединяване на понижаваща подстанция „ИП Свищов“
- П/ст Шабла 110/20 kV – ново изводно поле за ВЛ 110 kV Дропла 2
- Системи за търговско измерване на електрическа енергия за:
 - П/ст „Рибари“ 110/20kV - ЗРУ килия №4 - 20kV, ЗРУ 20 kV
 - П/ст „Момчилград“ 110/20 kV - ЗРУ килия №6 - 20kV
 - П/ст „Варна север“ 110/20 kV - КРУ №28 извод „Темплар“ 20kV
 - П/ст „Дряново“ 110/20 kV - ЗРУ килия № 10 - 20kV
 - П/ст „Видин 2“ 110/20/10 kV - ЗРУ килия № 17 - 20kV
 - П/ст „Разград“ 110/20 kV - ЗРУ килия № 38 – КЛ 20kV „Арена“
 - П/ст „Сторгозия“ 110/20 kV - ЗРУ килия № 30 - 20kV
 - П/ст „Гледка“ 110/20 kV - ЗРУ килия № 22 - 20kV „Батерия Гледка“
 - П/ст „Стара Загора“ 220/110/20 kV – КРУ № 20 „Батерия Токи“ 20kV
 - П/ст „Зелин“ 110/20 kV - КРУ № 1 в РУ 20kV
 - П/ст „Разлог“ 110/20 kV - ЗРУ килия № 13 - 20kV
 - П/ст „Оряхово“ 110/20 kV - ЗРУ килия №12 - 20kV
- П/ст Дебелт – идеен проект
- П/ст Калища – идеен проект
- П/ст Лозово – идеен проект
- П/ст Николай Лъсков – идеен проект
- П/ст Козлодуй – идеен проект
- П/ст Сандански – идеен проект

- П/ст Радомир – идеен проект
- П/ст Габрово – идеен проект
- П/ст Враца 2 – идеен проект
- П/ст Бобов дол – идеен проект
- П/ст Асеновград – идеен проект

Подстанции, за които е възникнала необходимост от замяна на предвидените съоръжения ВН (прекъсвачи и разединители) – извършени преработки на инвестиционните проекти:

- П/ст Пазарджик 110/20 kV
- ВС 110 kV „Смилец“

В процес на проектиране:

- ВС 110 kV „Горски извор“ за присъединяване на ФЕЦ „Меричлери“
- ВС 110 kV „Прибой“ за присъединяване на ФЕЦ „Попович“
- П/ст „Своге“ 110/20 kV Реконструкция на ОРУ 110kV
- П/ст „Сопот“ 110/20 kV Реконструкция на ОРУ 110kV
- П/ст „ОРУ ТЕЦ Република“ 110/20/6kV
- П/ст „Алеко“ 220/110 kV Реконструкция за обособяване на нови изводни полета
- П/ст „Мадара 2“ 400/110/31,5/20 kV
- Системи за търговско измерване на електрическа енергия за:
 - Подстанция „Плевен 1“ 220/110/20 kV - ОРУ =E15 - 110kV
 - П/ст "Карлово 2" 110/20 kV - ЗРУ =J15 20kV

Геодезични заснемания:

Всички гореизброени обекти са обезпечени с геодезически заснемания за целите на проектирането, като част от тях извършени в разглеждания период.

Извършени са геодезически заснемания по фотограметричен метод за:

- П/ст Зора 110/10kV
- П/ст Веселчане 110/20kV
- П/ст Гледка 110/20kV
- П/ст Асеновград 110/20kV
- П/ст Брусарци 110/20kV
- П/ст Сторгозия 110/20kV
- П/ст Бяла Слатина 110/20kV
- П/ст Павликени 110/20kV
- П/ст Елин Пелин 110/20kV
- П/ст Плевен-Изток 110/20kV

- П/ст Плевен 1 220/110/20/10kV
- П/ст Монтана 110/20kV
- П/ст Узунджово 220/110/20/10kV
- П/ст Красно село 110/20/10kV
- П/ст Бобов дол 110/20/20kV
- П/ст Козлодуй 110/20 kV
- П/ст Габрово 110/20 kV
- П/ст Велбъжд 110/20 kV
- П/ст Мадара 110/20 kV

Авторски надзор и техническа помощ по обектите в процес на строителство:

- По всички проекти, изготвени от „ЕСО Проект“ ЕООД, със стартирали СМР, своевременно е упражняван авторски надзор от съответните проектанти, а при необходимост е указвана и техническа помощ. Служители на Дружеството взимат активно участие в изготвяне на писма и становища по отношение на изменения в нормативната уредба, както и по други казуси, касаещи проектирането на енергийни обекти

Дейност на дъщерното дружество „ЕСО Чардж“ ЕАД

„ЕСО Чардж“ ЕАД е фокусирано върху създаване на стратегически партньорства и за установяване на терени, върху които да се изградят зарядни станции. След извършен анализ на възможностите за изграждане на зарядни станции в близост до подстанции, собственост на компанията майка, Дружеството прие концепция за реализация на проекта, която включва следните основни принципи:

- Локация и монтаж: Зарядните колонки и трансформаторните съоръжения ще се монтират на терените на подстанциите в непосредствена близост до границите на имота
- Паркоместа: Предвидено е паркоместата за зареждане да бъдат разположени извън имотните граници на ЕСО ЕАД. В зависимост от собствеността им ще бъдат търсени подходящи форми за ползване (съгласие, наем, партньорство и други)
- Ползване на терени на подстанциите: Необходимите площи за изграждане на зарядни станции ще бъдат предоставяни чрез отдаване под наем от страна на „ЕСО“ ЕАД. В тази връзка е възложен независим оценителски доклад за определяне на наемната цена. След одобрение от страна на УС, НС на ЕСО ЕАД и БЕХ ЕАД ще се пристъпи към подписване на договори за наем.

След направените калкулации и проведени разговори, ръководството на „ЕСО Чардж“ ЕАД счита, че подобен подход би ускорил процеса на въвеждане в експлоатация на зарядните станции и би допринесъл за осъществяването на синергии между дъщерното дружество и едноличния собственик на капитала по отношение на ресурсите (площ за изграждане на зарядните станции, разходи за изграждане, охрана и т.н.).

През първо полугодие на 2025 г. бяха проведени срещи с Национална компания „Железопътна инфраструктура“ (НКЖИ), при които бяха идентифицирани възможности за стратегическо сътрудничество. Извършени са огледи и са избрани конкретни обекти, собственост на НКЖИ, където ще бъдат разположени зарядни станции. Те ще се хранят от мрежата на компанията партньор. Подготвя се подписване на меморандум за сътрудничество между „ЕСО Чардж“ ЕАД и НКЖИ.

Извършени са проучвания относно възможностите за получаване на европейско финансиране за развитие на зарядната инфраструктура. Предвижда се наемане на външен консултант, който да подпомогне процеса по подготовка и кандидатстване по подходящи програми.

„ЕСО Чардж“ ЕАД участва в съвместно проектно предложение с Община Бургас по инициативата „Интелигентна градска инфраструктура за устойчив транспорт и безопасност“. За целта бяха изготвени и подадени документите за кандидатстване за финансиране. В рамките на мярка „Зарядна инфраструктура за чисти превозни средства“, дружеството ще изгради зарядни станции до подстанции „Рибари“ и „Индустрия“.

Потвърдено беше пред община Своге инвестиционното намерение за изграждане на зарядна станция върху терен, предоставен от общината.

В рамките на проектите по развитие на зарядната мрежа и енергийната общност, бяха проведени редица срещи с представители на местната администрация и бизнеса. Извършен е анализ на възможностите за избор на подходящо техническо оборудване, софтуер за управление, както и на решения за разплащания и оперативна поддръжка. Определени са подходите за реализация на проектите, съобразени с пазарните условия и регулаторната рамка.

На 20 март 2025 г. е подписан Меморандум за подкрепа и сътрудничество между ЕСО ЕАД, Българска Банка за развитие ЕАД, Национално сдружение на общините в България и Асоциацията на организациите на българските работодатели, с които страните заявяват готовност за съвместно сътрудничество за популяризиране на Механизъм за финансиране на дейностите за оптимизиране на разходите за потребление на електрическа енергия в общински дружества, публични предприятия, частно правни субекти и други. Реализирането на Механизма ще се извършва от „ЕСО Чардж“ ЕАД чрез няколко способа, включващи изграждане на производствени мощности от ВИ върху покривни пространства, съоръжения за съхранение, извършване на енергиен арбитраж, с финансиране от ББР и изплащането им чрез договори за гарантиран резултат за клиентите.

Информация за основните нематериални ресурси съгласно чл. 39, ал.2 от Закона за счетоводството

Дружествата от Групата нямат нематериални ресурси, които да оказват влияние на бизнес модели и тези ресурси да са източник за създаване на стойност за предприятието.

През първо полугодие на 2025 г. в Групата не са извършвани научно-изследователска и развойна дейности.

РАЗДЕЛ V – ФИНАНСОВ ОТЧЕТ И АНАЛИЗ

Финансов отчет

Консолидираният финансов отчет на Групата е съставен в съответствие с Международните стандарти за финансово отчитане, разработени и публикувани от Съвета по международни счетоводни стандарти /СМСС/ и приети от Европейския съюз /МСФО, приети от ЕС/. По смисъла на параграф 1, т. 8 от Допълнителните разпоредби на Закона за счетоводство, приложим в България, терминът „МСФО, приети от ЕС“ представляват Международните счетоводни стандарти /МСС/, приети в съответствие с регламент (ЕО) 1606/2002 на Европейския парламент и на Съвета. В него инвестициите в дъщерни предприятия са отчетени и оповестени в съответствие с МСФО 10 „Консолидирани финансови отчети“.

ЕСО ЕАД отчита инвестиция по метода на собствения капитал в „Булгартел“ АД, която е придобита през 2017 г. и инвестиция в Southeast Electricity Network Coordination Center (“SEleNe CC”) със седалище в Солун, Гърция, учредено на 22.05.2020 г.

Консолидираният финансов отчет е съставен при спазване на принципа на действащо предприятие.

Групата ЕСО

Общо реализираните приходи на Групата за първо полугодие на 2025 г. са в размер на 745 442 хил. лв., в това число приходи от продажби са в размер на 645 264 хил. лв., други приходи от дейността 100 054 хил. лв. и признати приходи от реинтеграция в размер на 124 хил. лв. във връзка с настъпили благоприятните промени в очакваните кредитни загуби на финансовите инструменти (вземания) и на основание §5.5.14. от МСФО 9.

Общо отчетените разходи на Групата са 601 944 хил. лв.

През периода януари – юни 2025 г. Групата отчита дял от печалба в асоциирани и съвместно контролирани предприятия в размер на 1 042 хил. лв.

Отчетените финансови приходи са в размер на 5 142 хил. лв., а финансовите разходи са 551 хил. лв.

Финансовият резултат на Групата за първо полугодие на 2025 г. по данни преди данъци и друг всеобхватен доход е печалба в размер на 149 131 хил. лв. и след отчетени приходи и разходи за данъци върху дохода за периода януари – юни 2025 г. печалбата е намалена на 134 140 хил. лв.

Основно влияние върху финансовия резултат през първо полугодие на 2025 г. оказват следните фактори:

- Ценовите и регулаторни решения на КЕВР
- Увеличение на приходите от цени за достъп за производители, поради по-високите отчетени среднопретеглени цени и по-високите количества произведена енергия за 2025 г., спрямо януари – юни 2024 г.
- Начислена компенсация за покупка на технологичен разход за първите два месеца на 2025 г., съгласно изменената с Решение № 30 от 23.01.2025 г. на МС – Актуализирана програма за компенсиране на разходите за небитови крайни клиенти за електрическа енергия за периода 01.07.2024 г. – 31.03.2025 г.
- Увеличение на приходите от присъединяване с 28 111 хил. лв. спрямо първо полугодие на 2024 г.
- Увеличение на разходите за закупуване на енергия за технологичен разход по пренос спрямо периода януари – юни на 2024 г., поради по-високата отчетена покупна цена за 2025 г.

В заключение следва да се отбележи, че финансовото състояние на Групата зависи в голяма степен от външни фактори като потреблението и производството на електроенергия, цената на електрическата енергия на европейските борсови пазари и в региона, измененията в Закона за енергетиката, както и решенията на КЕВР.

Допълнителен натиск върху състоянието на Групата оказва издаденото Разпореждане № 1 от 02.05.2025 г. на Министерски съвет, което задължава компанията-майка да изплати 100% авансов дивидент за първото полугодие на 2025 г. Лишаването на независимия преносен оператор от значителен паричен ресурс представлява риск за способността на компанията-майка да финансира оперативната си дейност, инвестиционната програма и ангажиментите по стратегически национални и регионални европейски проекти, както и посрещането на краткосрочни задължения.

Финансов анализ

Анализът на основните финансови показатели е изготвен на базата на данните от консолидирания отчет за финансовото състояние на Групата за първо полугодие на 2025 г. и за същия период на предходната година.

ПОКАЗАТЕЛИ	Отчет 01-06.2024 г.	Отчет 01-06.2025 г.
Показатели за рентабилност		
Коефициент на рентабилност на приходите от продажби	0,2225	0,1799
Коефициент на рентабилност на собствения капитал	0,0541	0,0475
Коефициент на рентабилност на пасивите	0,0975	0,0762
Коефициент на капитализация на активите	0,0348	0,0293
Показатели за ефективност		
Коефициент на ефективност на разходите	1,3262	1,2475
Коефициент на ефективност на приходите	0,7540	0,8016
Показатели за ликвидност		
Коефициент на обща ликвидност	3,3544	2,3602
Коефициент на бърза ликвидност	3,1772	2,2259
Коефициент на незабавна ликвидност	2,6668	1,9252
Коефициент на абсолютна ликвидност	2,6668	1,9252
Показатели за финансова автономност		
Коефициент на финансова автономност	1,8037	1,6037
Коефициент на задлъжнялост	0,5544	0,6236
Коефициент на финансиране на дълготрайните активи	1,2028	1,1737
Коефициент на финансиране на краткотрайните активи	4,1621	3,8951

Коефициентите на финансовите показатели за рентабилност в консолидирания отчет за първо полугодие на 2024 г. и 2025 г. са положителни величини и са определени на база финансовите резултати, които са съответно печалба след данъци в размер на 136 746 хил. лв. през първо полугодие на 2024 г. и 134 140 хил. лв. през същия период на 2025 г.

Коефициентът на рентабилност на приходите от продажби леко се понижава през първо полугодие на 2025 г., като на всеки 1 лев приход Групата е реализирала печалба в размер на 0,1799 лв., спрямо 0,2225 лв. за същия период на 2024 г.

Коефициентът на рентабилност на собствения капитал е 0,0475 за първо полугодие на 2025 г., а към 30.06.2024 г. е 0,0541. Наблюдава се понижение, което се дължи както на отчетения по-висок собствен капитал на Групата за анализирания период, така и на намалението на финансовия резултат с 1,91 % спрямо същия период на 2024 г.

Коефициентът за ефективност на разходите показва, че при използването на 1 лв. разход през първо полугодие на 2025 г. Групата получава приход от 1,2475 лв., а за януари – юни 2024 г. срещу 1 лв. разход Групата е получавала приход от 1,3262 лв.

Коефициентът на общата ликвидност запазва положителна стойност, но намалява от 3,3544 на 2,3602 за периода януари – юни 2025 г. Това се дължи на увеличението на отсрочените приходи и финансираня на компанията-майка, предназначени за реализиране на инвестиционни проекти в изпълнение на Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета, както и на други текущи и търговски задължения, включващи разчети за балансираща енергия.

Коефициентът за абсолютна ликвидност на Групата към 30.06.2025 г. е в размер на 1,9252, и бележи намаление спрямо същия период на 2024 г. (2,6668), което се дължи на увеличените краткосрочни задължения в сравнение с първо полугодие на предходната година.

В изпълнение на изискванията на Регламент (ЕС) 2019/943, към 30.06.2025 г. компанията-майка е заделила парични средства в размер на 766 006 хил. лв., които са „блокирани“ в банкови сметки със специално предназначение.

Въведеният, с изискванията на чл. 260 н, ал. 10 от ЗКПО, Национален допълнителен данък оказва неблагоприятно влияние върху двата коефициента за ликвидност – обща и абсолютна ликвидност.

Коефициентът на финансова автономност за периода януари – юни 2025 г. намалява до 1,6037 спрямо същия период на 2024 г. Изменението се дължи на нарастване на пасивите по отсрочени данъци, финансираня и отсрочени приходи, свързани с реализирането, от страна на компанията-майка, на инвестиционни проекти в изпълнение на Регламент (ЕС) 2019/943.

Коефициентът на задлъжнялост на Групата към 30.06.2025 г. е 0,6236 и нараства спрямо същия период на 2024 г. (0,5544), отново в резултат на увеличаване пасив на Групата от отсрочени данъци, финансираня и отсрочени приходи за реализиране на инвестиционни проекти в изпълнение на Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета.

Преглед на рисковете, които Групата е идентифицирало

Политиката на Групата за управление на риска е развита така, че да идентифицира, анализира и управлява рисковете, с които се сблъскват дружествата, да установява лимити за поемане на рискове и контроли, да наблюдава рисковете и съответствието с установените лимити.

Кредитен и финансов риск се състои във вероятността от реализация на финансова загуба в ситуации, при които клиент или страна по финансов инструмент не успеят да изпълнят своите договорни задължения.

Ръководството на Групата прилага политика за оценяване на кредитния риск, като извършва текущо наблюдение, анализ и оценка на клиентите със значителен кредитен риск. При прилагането на кредитна политика, дружествата анализират всеки нов клиент поотделно за кредитоспособността, преди да предложи стандартните условия за плащане и доставка. Прегледът на Групата включва външни оценки, когато е възможно, а в някои случаи банкови референции.

По отношение на останалите търговски вземания, Групата не е изложена на значителен кредитен риск към нито един отделен контрагент или към група от контрагенти. Търговските вземания се състоят предимно от клиенти в националния енергиен сектор. На базата на исторически показатели, ръководството счита, че кредитната оценка на търговски вземания, които не са с изтекъл падеж, е добра. Експозицията към кредитен риск е в резултат на индивидуалните характеристики на отделните клиенти. Въпреки това, ръководството отчита риск от неизпълнение на индустрията и страната, в която клиентите оперират, тъй като тези фактори могат да окажат влияние върху кредитния риск, особено в момента на влошаващи се икономически условия.

За обезпечаване на вземанията си по търговските договори за трансграничен капацитет, за предоставяне на мрежовите услуги „достъп“ и „пренос“ до/през електропреносната мрежа и за балансираща енергия, компанията майка получава от участниците в търговете за предоставяне на

физическо право за пренос и контрагентите по договорите за балансиране, достъп и пренос обезпечения под формата на парични депозити или банкови гаранции.

Въз основа на мониторинга на кредитния риск на клиентите дружествата в Групата начисляват обезценка, съгласно МСФО 9 Финансови инструменти, която представлява приблизителна оценка за възникнали загуби по отношение на търговските и други вземания, както следва:

- Начислените обезценки за съдебните и присъдени вземания по водените съдебни дела от дружеството в размер на 67 хил. лв. за съдебни вземания към 30.06.2025 г., реинтегрирани обезценки 2 хил. лв.
- Дружеството разполага с пари и парични еквиваленти към 30.06.2025 г., възлизащи на 865 270 хил. лв. балансова стойност, в т. ч. 3 395 хил. лв. обезценка, което представлява максималната им кредитна експозиция.

Вземанията на Групата към 30.06.2025 г. са от свързани лица в групата на БЕХ и клиенти извън системата на група БЕХ и са в размер на 21 617 хил. лв. Вземанията от свързани лица в групата на БЕХ са в размер на 10 547 хил. лв., а извън групата – 11 070 хил. лв. Останалите текущи вземания са в размер на 98 989 хил. лв.

Сумите, останали като налични в „Корпоративна търговска банка“ АД, в размер на 5 456 513,61 лв. са прехвърлени в съдебни вземания на основание предявен съдебен иск по чл. 63, ал. 1 от Закона за банковата несъстоятелност. Тези вземания са възникнали преди датата на откриване на производството по несъстоятелност. Към 31.12.2016 г. същите са отразени като дългосрочни вземания, като стойността на вземането и неговата обезценка в размер на 1 091 261,98 лв. са отразени на отделно обособени балансови позиции. С решение на Управителен съвет с протокол № 4/08.02.2017 година и Надзорен съвет с протокол № 5/14.02.2017 година дата е извършена обезценка на вземането от „Корпоративна търговска банка“ АД (в несъстоятелност) на стойност 4 853 418,57 лева, за сметка на текущия финансов резултат, която първоначално е отразена във финансовия отчет за 2016 година, а в последствие е сторнирана обезценка на стойност 603 095,04 във връзка с обявена от синдиците частична сметка за разпределение на наличните суми между кредиторите на КТБ АД (н) и е отнесена като краткосрочно вземане в баланса. Към 31.12.2019 г. посочените краткосрочни вземания са възстановени по банковите сметки на дружеството.

На 9 юли 2020 г., Търговският регистър публикува втората частична сметка за разпределение на налични суми между кредиторите на „Корпоративна търговска банка“ АД (в несъстоятелност) – КТБ АД (н).

Втората частична сметка е изготвена от синдиците на КТБ АД (н) в изпълнение на разпоредбата на чл.95, ал.1 от Закона за банковата несъстоятелност (ЗБН), съгласно която синдикът изготвя частична сметка за разпределение на наличните суми между кредиторите с приети по смисъла на чл.69, ал.1 вземания съобразно реда, привилегиите и обезпеченията.

Съгласно публикуваната втора частична сметка за разпределение на налични суми между кредиторите на КТБ АД (н) сумата, възстановена по сметките на ЕСО ЕАД е в размер на 472 560,07 лв.

През м.04.2021 г. по сметките на ЕСО ЕАД е възстановена сума в размер на 278 679,38 лв.

През м.02.2025 г. по сметките на ЕСО ЕАД е възстановена сума в размер на 42 255,32 лв.

През м.03.2025 г. по сметките на ЕСО ЕАД е възстановена сума в размер на 3 730,93 лв.

Към 30.06.2025 г. стойността на вземането от КТБ АД е в размер на 4 056 192,87 лв. и неговата обезценка е 4 056 192,87 лв. и са отразени на отделно обособени балансови позиции.

На база на направените анализи ръководството счита, че балансовите стойности на финансовите активи и пасиви могат са приемат за разумно приближение с тяхната справедлива стойност.

Компанията майка начислява обезценка, която представлява неговата приблизителна оценка за възникнали загуби по отношение на търговските и други вземания.

Таблицата показва балансовите и справедливите стойности на финансовите активи и финансовите пасиви, включително нивата им в йерархията на справедливите стойности. Не е включена информация за справедливите стойности, ако балансовата стойност е разумно приближение на справедливата стойност.

В хил. лева	Балансова стойност		
	Заеми и вземания	Други финансови пасиви	Обща
30.юни.25			
Финансови активи, които не се оценяват по справедлива стойност			
Вземания от свързани лица	21 612	-	21 612
Търговски вземания	98 989	-	98 989
Пари и парични еквиваленти	865 270	-	865 270
	985 871	-	985 871
Финансови пасиви, които не се оценяват по справедлива стойност			
Задължения към свързани лица	-	(170 593)	(170 593)
Търговски задължения	-	(85 395)	(85 395)
Други задължения	-	(110 182)	(110 182)
	-	(366 170)	(366 170)
31.дек.24			
Финансови активи, които не се оценяват по справедлива стойност			
Вземания от свързани лица	33 727	-	33 727
Търговски вземания	127 957	-	127 957
Пари и парични еквиваленти	794 945	-	794 945
	956 629	-	956 629
Финансови пасиви, които не се оценяват по справедлива стойност			
Задължения към свързани лица	-	(34 393)	(34 393)
Търговски задължения	-	(92 824)	(92 824)
Други задължения	-	(76 036)	(76 036)
	-	(203 253)	(203 253)

Ликвиден риск - Политиката на Групата е чрез планиране на паричните потоци и максимизиране размера на привлечените безвъзмездни средства, да осигури необходимия ликвиден ресурс, за да се посрещнат настъпилите задължения при нормални или стресови условия, без да се реализират неприемливи загуби и без да се излага на риск репутацията на дружеството.

Ликвидният паричен ресурс на компанията майка се осигурява основно от предоставяне на мрежовите услуги достъп до електропреносната мрежа и пренос на електрическа енергия по регулирани цени и приходи от предоставено физическо право за пренос по междусистемните връзки със съседните мрежови оператори. В изпълнение изискванията на Регламент (ЕС) 2019/943 – за гарантиране и осигуряване на необходимите парични средства за изпълнение на инвестиционните проекти от общ интерес и от национално значение, и с цел финансиране на обекти от Оперативното споразумение за изпълнение на Националния план за възстановяване и устойчивост на Република България са заделени и съответно „блокирани“ в банкови сметки със специално предназначение.

През първо полугодие на 2025 г. при извършване на лицензионната си дейност в условията на регулаторната ценова рамка компанията майка осигури ефективно оперативно управление на

електроенергийната система, поддържане на електропреносната мрежа, както и балансиране на системата.

Разпореждане № 1 от 02.05.2025 г. на Министерски съвет за изплащане на 100% авансов дивидент за първото полугодие на 2025 г. създава допълнителен натиск върху ликвидността на компанията майка. Изплащането на значителен паричен ресурс може да ограничи способността на ЕСО да финансира оперативната си дейност, инвестиционни програми или да посрещне краткосрочните си задължения. С оглед на това е необходимо стриктно управление на паричните потоци и внимателно планиране на плащанията, за да се избегне възникването на ликвидни затруднения.

Пазарен риск - за управление на пазарния риск Групата постоянно оптимизира възвращаемостта от всеки отделен проект, управлява и контролира експозицията си към пазарен риск.

Валутен риск за Групата не съществува. Налице са сделки с чужда валута, разплащането, на които се осъществява от валутната сметка в евро на дружеството. Реализираните сделки по покупко-продажби на валута не водят до увеличаване на валутния риск за Групата поради фиксиран курс на еврото към българския лев от БНБ.

Ценовият риск за Групата е свързан предимно с дейността на компанията майка по лицензията за пренос на електрическа енергия и включва цените за достъп до електропреносната мрежа, цената за пренос на електрическа енергия и микса от цени за разходите за допълнителни услуги. Съгласно измененията в Закона за енергетиката чл. 100, ал.4 в сила от 01.07.2018 г. оператора на електропреносната мрежа има задължението да закупува електрическата енергия за компенсирани технологичните разходи по пренос на организиран борсов пазар на електрическа енергия.

Цената за достъп и пренос се определят от Комисията за енергийно и водно регулиране по метода на ценово регулиране “Норма на възвръщаемост на капитала” (разходи плюс), който се прилага за ценови период от 01.07. на текущата година до 30.06. на следващата година. Утвърдените от комисията цени, заедно с реализираните количества електрическа енергия, пряко определят приходите от дейността.

Цените за достъп до електропреносната мрежа и пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа се образуват въз основа на утвърдените необходими годишни приходи и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия, доставено в електропреносната и електроразпределителните мрежи за продажба и пренос за съответния регулаторен или ценови период.

В модела на ценообразуване е предвидено определяне от страна на КЕВР на пределна стойност на разходите за осигуряване на резерв за първично регулиране на честотата и резерв за вторично автоматично и ръчно регулиране на честотата и обменните мощности. С цел намаляване на разходите, които са отразени в цената за достъп до електропреносната мрежа, ЕСО ЕАД провежда тръжни процедури за ефективно гарантиране сигурността на снабдяването.

Ценовият риск за дружествата от Групата е във връзка с действащата ценова/регулаторна рамка съгласно постановените административни актове на КЕВР, оказващи съществено влияние върху финансовото състояние на компанията майка.

Лихвен риск е риск от неблагоприятни промени на лихвените равнища, водещо до повишаване на лихвените разходи/понижаване на лихвените приходи. Дружествата в Групата не са осчетоводявали финансови активи или пасиви с фиксирана или плаваща лихва по справедлива стойност отчитана през печалби или загуби в отчета за доходите, както и дружеството не е страна по деривативи като хеджиращи инструменти по модела за хеджиране на справедлива стойност или като спекулативни позиции. Следователно промяната на лихвените проценти към датата на баланса не предизвиква печалби или загуби.

Стратегия за развитие

В контекста на европейската и национална политика в областта на Енергетиката и в процеса на преход към нисковъглероден пазарен модел, са определени приоритетните дейности за Групата, в следните направления:



В тази връзка ролята на компанията майка в процеса на преход към нисковъглероден пазарен модел е ключова и обхваща направления, като:

- Управление на електроенергийната система в условията на голям дял на непостоянното производство
- Интегриране на нови възобновяеми мощности чрез внедряване на иновации, допринасящи за гъвкавост, развитие на преносната мрежа
- Осигуряване на необходимото ниво на сигурност на снабдяването
- Увеличаване и ефективно разпределение на междусистемния капацитет
- Участие в процесите по интеграция на пазарите на електрическа енергия и балансиращия пазар;
- Привличане на безвъзмездно финансиране, спомагащ за ефективно трансформиране на енергийната система
- Засилено регионално сътрудничество, включително и чрез създаване на общи компании, осъществяващи част от функциите свързани с управлението на системата на регионално ниво
- Публикуване на всички данни, осигуряващи прозрачност и равен достъп до информация чрез гарантиране на сигурност на информацията и др.
- Развитие на човешкия капитал включва инвестиции, насочени в професионалната квалификация на работниците и служителите

РАЗДЕЛ VI – ИНВЕСТИЦИИ, РЕМОНТ, ПОДРЪЖКА

Инвестиционната дейност в Групата се осъществява само от компанията – майка

Инвестиционна дейност

Източниците на финансиране за Инвестиционната програма, са както следва:

- собствени средства получени от амортизационни отчисления за дълготрайните активи на дружеството, както и целеви средства съгласно Регламент (ЕС) 2019/943. Съгласно изискванията на чл. 19 от Регламента относно предназначението и използването на всички приходи в резултат от разпределението на междузонав капацитет
- собствени средства, за които се очаква съфинансиране от Националния план за възстановяване и устойчивост за изпълнение на инвестиция С4. I4. Цифрова трансформация на електропреносната мрежа
- собствени средства, за които се очаква съфинансиране от Националния план за възстановяване и устойчивост, глава RePowerEU и от Модернизационния фонд за изпълнение на проект „Устойчиво адаптиране на националната електропреносна мрежа за пълноценно интегриране на потенциала за производство на възобновяема енергия – GREENABLER“
- собствени средства, за които се очаква съфинансиране от финансовия „Механизъм за свързване на Европа“ (МСЕ) управляван от Европейската изпълнителна агенция за климата, инфраструктурата и околната среда (CINEA) за изпълнение на дейности, допринасящи за изпълнението на проект от общ интерес 12.2 CARMEN 2 (BG, RO) за укрепване на трансграничното сътрудничество между операторите на преносни системи и споделяне на данни, подобряване на сътрудничеството TSO-DSO, инвестиране в разширяване и увеличаване на капацитета на мрежата за интегриране на нови възобновяеми енергийни източници

Разчетът за инвестиционните дейности на ЕСО ЕАД за 2025 г. е базиран на Инвестиционната програма на ЕСО ЕАД за 2025 г., утвърдена с Протокол № 65/18.12.2024 г., от заседание на Надзорния съвет на ЕСО ЕАД, в размер на 200 000 хил. лв.

Към 30.06.2025 г. извършените инвестиционни разходи са в размер на 111 014,2 хил. лв., а инвестиционната програма е 108 318,1 хил. лв., които представляват 54,2% от разчета, съответно разпределени по видове финансираня, както следва:

Финансиране	Разчет за 2025 г. (хил. лв.)	Отчет за 01-06.2025 г. (хил. лв.)	% изпълнение
Инвестиционни дейности	200 000,0	111 014,2	
Инвестиционна програма	200 000,0	108 318,1	54,2%
<i>Финансиране със собствени средства</i>	<i>200 000,0</i>	<i>79 426,9</i>	<i>39,7%</i>
<i>Финансиране с такса присъединяване/инфр. обекти</i>		<i>28 891,2</i>	
<i>Други инвестиционни дейности, свързани с рехабилитация на електропреносната мрежа</i>		<i>2 696,1</i>	

При изготвяне на програмата бе направен подробен анализ на необходимите разходи за инвестиционни дейности през годината в следните основни направления:

- десетгодишен план за развитие на преносната мрежа
- автоматизирано управление на подстанциите
- модернизирани на електропреносната мрежова инфраструктура
- необходимост от поетапна подмяна на електротехническо оборудване, транспортни средства и специализирана механизация в незадоволително техническо състояние с изтекъл експлоатационен ресурс
- необходимост от закупуване на програмно-технически средства и информационни технологии и съответните лицензи, свързани с оперативното управление на ЕЕС и електроенергийния пазар

Ремонт и поддръжка

Дейностите по ремонт и поддръжка в Групата се осъществяват само от компанията – майка.

Разчетът за изпълнение на обекти от Програмата за ремонт и поддръжка (ПРП) за 2025 г., утвърден с Протокол № 65/18.12.2024 г. от заседание на Надзорния съвет на ЕСО ЕАД, е в размер на 40 000 хил. лв.

Извършените разходи за изпълнение на обектите от ПРП към 30.06.2025 г. са на стойност 18 729,3 хил. лв., които представляват 46,8 % от разчета. Разходите, прехвърлени от ПРП за придобиване на дълготрайни активи по стопански начин, са в размер на 2 492,5 хил. лв. или нетните разходи за ремонтни дейности са в размер на 16 236,9 хил. лв.

	Разчет 2025 г. (хил.лв.)	Отчет 01-06.2025 г. (хил.лв.)	% изпълнение
Ремонтни дейности	40 000,0	16 236,9	
ПРП за 2025 г.	40 000,0	18 729,3	46,8%
Дейност Пренос	37 940,8	17 539,7	46,2%
<i>ЦУ дейност Пренос</i>	521,0	170,3	32,7%
<i>Дирекция ПЕЕ</i>	35 195,9	17 068,0	48,5%
<i>Дирекция ИИКТ</i>	2 223,9	301,4	13,6%
Дейност УЕС	1 994,2	1 172,8	58,8%
<i>ЦУ Дирекция ЦДУ</i>	475,0	343,8	72,4%
<i>Дирекция ЦДУ</i>	1 519,2	828,9	54,6%
Нерегулирана дейност	35,0	16,9	48,3%
Аварийен резерв	30,0		
Капитализирани разходи по обекти от ПРП		- 2 492,5	

Стойността на извършените аварийни ремонти е 157,3 хил. лв.

Проекти на компанията майка свързани с развитието на електропреносната мрежа

Основна цел на компанията майка е ефективното използване на възможностите за привличане на финансиране от национални, европейски и други международни програми и координация на изпълнението на проекти и дейности, подпомагащи достигане на заложените в бизнес стратегията на дружеството цели и задачи. Изпълнението на тази цел към 30.06.2025 г. е както следва:

- **Изпълнение на проекти от общ интерес (ПОИ)**

ПОИ 12.2 CARMEN/КАРМЕН (България, Румъния) – за по-задълбочено трансгранично сътрудничество между операторите на преносни системи (ОПС) и споделяне на данни, за по-задълбочено сътрудничество между ОПС и операторите на разпределителни системи (ОРС), за инвестиране в разширяване на мрежата и увеличаване на капацитета за интегриране на нови възобновяеми енергийни източници, както и за подобряване на стабилността, сигурността и гъвкавостта на мрежата. Проектът включва активно изпълнение на инвестиции в румънската преносна и разпределителна мрежа и в преносната мрежа на България и се изпълнява в партньорство между румънския ОРС Delgaz Grid S.A., ОПС Transelectrica, Румъния и ЕСО ЕАД. Срокът за изпълнение на инвестициите по проекта е до края на 2031 г.

Подписано е Споразумение за безвъзмездна помощ № 101223266/30.04.2025 г. за проект „CARMEN4INVEST: Изготвяне на прединвестиционен пакет от проучвания и документи за изпълнението на ПОИ CARMEN на българска територия“. Бюджетът за изпълнение на CARMEN4INVEST е 5,8 млн. евро, от които 50% е безвъзмездната помощ от МСЕ. CARMEN4INVEST предвижда изпълнение на прединвестиционни дейности за изграждане на 3 нови дигитализирани подстанции 400/110 kV – „Свобода“, „Генерал Тошево 2“, „Добрич 2“, модернизация и дигитализация на подстанция „Варна 750“ и изграждане на нови електропроводи 400 kV – „Свобода - Генерал Тошево 2“, „Добрич 2 - Генерал Тошево 2“ и „Добрич 2 - Варна 750“.

ЕСО ЕАД продължава подготовка на документация за кандидатстване по публикувана покана от МСЕ за набиране на проектни предложения по процедура CEF-E-2025-PCI-PMI-WORKS за СМР за финансиране на дейности част от ПОИ 12.2 CARMEN. Поканата е публикувана на 02.04.2025 г. с краен срок за подаване на проектни предложения 16.09.2025 г. и бюджет от 600 млн. евро. Проектното предложение „CARMEN: Интелигентни мрежи, увеличаващи ВЕИ и взаимосвързаността в района на Югоизточна Европа“ се подготвя съвместно с румънските партньори за изпълнение на дейности на българска територия по въвеждане на системи за автоматизирано управление (САУП) в съществуващи системни подстанции – „Добруджа“, „Варна“, „Горна Оряховица“, „Мизия“ и „Балкан“; изграждане на пасивни оптични пръстени за телекомуникационна мрежа на ВЛ с обща дължина около 1125 км, включително две междусистемни връзки с Румъния - ВЛ 400 kV „Дружба“ и ВЛ 400 kV „Съединение“ и изграждане на активни оптични телекомуникационни пръстени на всички подстанции, притежавани и управлявани от ЕСО ЕАД. Индикативният бюджет за изпълнение на дейностите на българска територия, част от CARMEN, е 60 млн. евро, от които 50% се очаква да бъдат безвъзмездна помощ от МСЕ.

В края на 2024 г. ПОИ CARMEN кандидатства за запазване на статута си на ПОИ, чрез включване във Втория списък на ЕС. ПОИ CARMEN премина техническата оценка с препоръка за включване във Втория списък на ЕС с ПОИ/ПВИ. Окончателният списък се очаква да бъде официално публикуван през ноември 2025 г. По предложение на ЕСО към проекта се присъедини и един български оператор на разпределителни мрежи – ЕРМ Запад.

- **Изпълнение на проекти по програма „Енергийна ефективност и модернизация на ЕСО“**

Проект „Устойчиво адаптиране на националната преносна мрежа за пълноценно интегриране на потенциала за производство на възобновяема енергия“ (Bulgarian Grid REinforcement ENABLING Full-Fledged Clean Energy Rollout - GREENABLER) е представен пред Министерство на енергетиката за

финансиране със средства от Модернизационния фонд и REPowerEU. Проектът включва (група 1) инвестиции в реконструкция на около 720 км съществуващи електропроводи за повишаване на номиналното им напрежение от 220 kV на 400 kV и синхронизирана реконструкция на прилежащите им подстанции от 220/110 kV на 400/110 kV и (група 2) инвестиции в реконструкция на електропровод „Хемус - Стара планина“ от 220 kV на 400 kV, реконструкции на 282 км електропроводи 110 kV, удвояване на 10 км електропроводи 110 kV и инвестиции в реконструкцията на около 610 км електропроводни линии 110 kV с цел увеличаване на преносната способност на съществуващи въздушни електропроводни линии.

GREENABLER -разпределение на индикативния бюджет и демаркация

Инвестиции	Съфинансираща програма	Общ бюджет, млн. евро	Безвъзмездно финансиране, млн. евро	Собствено финансиране, млн. евро
Първа група	Модернизационен фонд	631,4	568,2	63,2
Втора група	REPowerEU	160	неуточнено	неуточнено

Срокът за изпълнение на инвестициите по Модернизационния фонд е до края на 2030 г., а по REPowerEU – края на март 2026 г.

На 23.12.2024 г. е подписан Договор за безвъзмездна финансова помощ между Министерство на енергетиката и ЕСО ЕАД за отпускане на финансиране от Модернизационния фонд. Условието за финансиране на втората група инвестиции са в процес на преговаряне с Министерство на енергетиката като част от процеса по договаряне на глава REPowerEU между Р България и ЕК.

Техническото изпълнение на включените в първа група инвестиции с финансиране от Модернизационния фонд е в ход. Провежда се процедура по ОВОС за всички инвестиции, които попадат в приложното поле на ЗООС. За 14 електропровода с обща дължина около 230 км, част от втора група инвестиции, обществените поръчки са в ход или има сключен договор за изпълнение на СМР.

- **Проекти с участието на ЕСО ЕАД по програма „Хоризонт Европа” 2021-2027**
 - ENFLATE: „Осигуряване на гъвкави доставки от всички участници и сектори чрез пазари и цифрови технологии“
 - i-DesignRES: „Интегрирано моделиране на компонентите на енергийната система за планирано разгръщане на възобновяеми енергийни източници“
 - TwinEU: „Подкрепа за разработването на цифров близък за подобряване на управлението, операциите и устойчивостта на електроенергийната система на ЕС в подкрепа на REPowerEU“
 - CABLEGNOSIS: „Център за диагностика на жизнения цикъл на захранващи кабели“
 - DAEDALOS: „Разработка, интеграция и демонстрация на усъвършенствани софтуерни инструменти в SCADA системи за комбиниране на променливотокови и постояннотокови мрежи с цел реализиране на хибридни електроенергийни системи за високо, средно и ниско напрежение“
 - GRAVITEQA: „Гравитационно съхранение, квантово изчисление, изкуствен интелект (AI) за подобрен жизнен цикъл и надеждност в чисти, засегнати от зеления преход секторно свързани електрически мрежи“

В процес на изпълнение са и подготвителните дейности за предстоящите проекти:

- SINFONIA: „Въвеждане по отговорен начин на нови гъвкави методологии за работа на мрежите, посредством усъвършенствани смарт механизми за управление”
- **Проекти с участие на ЕСО ЕАД по програма „Цифрова Европа“ (DIGITAL)**
 - ECLIPSE: „Намаляване на потреблението на енергия въз основа на референтна рамка с отворен код ” – дейностите по проекта са в процес на изпълнение.

- **Проект „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“ – Национален план за възстановяване и устойчивост**

ЕСО ЕАД изпълнява инвестиция С4.14 „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“, част от Плана за възстановяване и устойчивост на Република България, с одобрен бюджет 611 млн. лева (съфинансиране 370 млн. лева от Механизма за възстановяване и устойчивост и 241 млн. лева собствени средства). Инвестицията се изпълнява съгласно оперативното споразумение № СПОР-1/03.01.2023 г., подписано от Министерството на финансите, Министерството на енергетиката и ЕСО ЕАД.

Изпълнението на дейностите стартира в началото на месец февруари 2020 г. и е предвидено да завърши до края на месец март 2026 г. Към първо полугодие на 2025 г. всички дейности по инвестиция С4.14 „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“ се изпълняват съгласно Оперативното споразумение без констатирано забавяне, което да води до неизпълнение на ключовите етапи и цели.

Подпроект 1: Осъществяване на система за автоматизирано управление на подстанции (САУП) – в изпълнение. Включва две основни дейности: 1) въвеждане на САУП в 171 подстанции и 2) реконструкции на 44 подстанции. Към 30.06.2025 г. са завършени реконструкции в 25 подстанции; реконструкции на още 19 подстанции са в процес на изпълнение със сключени договори.

Към 31.12.2024 г. успешно и в срок е реализирана цел С4.14:86 – всички 171 подстанции 110 kV/СрН са с въведени системи за управление и са преминали към управление от опорен пункт. На 25.02.2025 г., във връзка с изпълнение на целта, е внесена придружителна нота в Министерството на финансите, одобрена с писмо от 24.02.2025 г. от министъра на енергетиката със следните документални доказателства:

- Обобщена справка за въвеждане на системи за автоматизирано управление в 171 подстанции с напрежение 110 kV/СрН, включително констативни актове за установяване годността на строежа (Акт 15) за завършени дейности от външен изпълнител или протоколи за извършени работи със собствени сили, доклади за извършени функционални проби на САУП и заповеди за въвеждане към управление от опорен пункт;
- Констативен доклад от независим инженер, в който се обосновава, че техническите спецификации за въвеждане в експлоатация на внедреното оборудване са изпълнени, за да се интегрират най-малко 2 500 MW нови производствени мощности от възобновяеми източници в електроенергийната система, в сравнение с нивата от 2020 г.
- Писмо/становище от Министерство на енергетиката за потвърждение въвеждането на САУП в 171 подстанции и констатациите от доклада на независимия инженер.

Подпроект 2: Модернизация на SCADA в Опорен пункт с въвеждане на възможност за далечно резервиране – в изпълнение. Предвижда се да бъдат доставени пет нови SCADA системи за опорни пунктове със значително по-голяма хардуерна и софтуерна конфигурация, които да заменят изцяло сега действащите SCADA системи, поради изчерпване на техния ресурс. Сключен е Договор № 0019-ЦДУ/20.12.2024 г. с „Т и Д инженеринг“ ЕООД. Дейността се изпълнява съгласно договорените срокове.

Подпроект 3: Разширение и модернизация на телекомуникационната мрежа с нови устройства за дистанционното управление на подстанции – в изпълнение. Предвиденото изграждане на оптична мрежа се изпълнява чрез договори за монтаж/изграждане на оптична мрежа от външен изпълнител, включително доставка на материали, оборудване и съоръжения или със собствени сили на ЕСО ЕАД и договори за доставка на материали, оборудване и съоръжения за изграждане на оптична мрежа. Изграждането на защитената мрежа за пренос на данни се изпълнява хибридно чрез договор с външен изпълнител за доставка на телекомуникационни устройства за изграждане на защитена опорна мрежа за дистанционно управление на подстанции и система за управление (NMS) и монтаж, въвеждане в експлоатация и конфигуриране на телекомуникационни устройства със собствени сили на ЕСО ЕАД или чрез възлагане с договор. Към 30.06.2025 г. общият физически напредък по изпълнението на подпроект № 3 е както следва:

- Монтаж на оптични мълниезащитни въжета тип OPGW и самоносещи оптични кабели тип ADSS на електропроводни линии (ВЛ) 110 kV. Завършен монтаж на OPGW и ADSS на 104 електропровода 110 kV с обща дължина 2 062,82 км. Физическият напредък по изпълнение на тази поддейност е 95 %;
- Изграждане на защитена мрежа за пренос на данни за SCADA. Общият физически напредък по изпълнение на тази поддейност е 95,5 %. Изпълнени са дейности по доставка, монтаж, въвеждане в експлоатация и конфигуриране на устройствата, част от основния оптичен пръстен на ЕСО ЕАД (физически напредък 87,5 %); обучение на служители на ТДУ за администратори и за монтаж, локално конфигуриране, диагностика и поддръжка; и доставка и въвеждане в експлоатация на система за наблюдение и администриране (физически напредък 90 %); и доставка, монтаж, въвеждане в експлоатация и конфигуриране на синхронизиращи и телекомуникационни устройства.

Подпроект 4: Цялостна система за киберсигурност - отпада от финансиране със средства от ПВУ в рамките на предоговарянето на НПВУ. Подпроектът има само косвено отношение към постигане на целите на настоящата инвестиция и ще бъде реализиран от ЕСО ЕАД чрез други финансови източници или собствено финансиране, извън рамките на настоящия проект.

Подпроект 5: Модернизация на SCADA/EMS в ЦДУ с допълване на функционалности в резервен център за управление на ЕЕС – в изпълнение. Целта на проекта е модернизация на съществуващата информационно-управляваща система на Централно диспечерско управление (ЦДУ), която се използва за наблюдение и управление в реално време на ЕЕС на Р България. Подпроект № 5 се изпълнява по график и съгласно сключен Договор № 0023-ЦДУ/21.12.2023 г. между ЕСО ЕАД и „Сименс“ ЕООД с предмет „Модернизация на SCADA/EMS на Централно диспечерско управление с разширение на САРЧМ с Local Merit Order List за работа с платформата на автоматично вторично регулиране PICASSO”.

Подпроект 6: Дисплейни стени - в изпълнение. В рамките на подпроекта се предвижда замяна на съществуващите пет дисплейни стени в ЦДУ (София) и четирите териториални диспечерски управления (Пловдив, Плевен, Варна и София) с нови пет стени и оборудването на петте опорни пункта с нови малки пет дисплейни стени. Подпроектът се изпълнява чрез възлагане на обществена поръчка по Закона за обществените поръчки. Към 30.06.2025 г. има стартирана процедура за възлагане на обществена поръчка с предмет „Модернизация на дисплейни стени“, която е въведена в ИСУН 2020 за извършване на предварителен контрол от управляващия орган.

Подпроект 7: Изграждане на виртуална работна среда – в изпълнение, чрез възлагане на договори на външни изпълнители по Закона за обществените поръчки за внедряване на комплексно решение за дигитализация работните процеси на мобилните групи в ЕСО. Към 30.06.2025 г. дейността се изпълнява съгласно договор № 0047-ЦУ/30.04.2025 г. за внедряване на комплексно решение за дигитализация на работните процеси на мобилните групи в ЕСО посредством софтуерни приложения и облачни технологии.

Подпроект 8: Модернизация на системата за администриране на пазара на електрическа енергия и балансиращия пазар – дейността отпада от финансиране със средства от ПВУ в рамките на предоговарянето на НПВУ. Подпроектът има само косвено отношение към постигане на целите на настоящата инвестиция и ще бъде реализиран от ЕСО ЕАД чрез други финансови източници или собствено финансиране, извън рамките на настоящия проект.

Подпроект 9: Система за динамично наблюдение на преносните способности - в изпълнение. Изпълнява се чрез възлагане на договор/и с външен изпълнител/и. Към 30.06.2025 г. има избран изпълнител за доставка на фазоизмервателни устройства (PMU) с вградени регистратори за непрекъснат запис за електропроводи 400 kV и разширение на съществуващата система от регистратори с непрекъснат запис по технология „PQZIP“ за динамично наблюдение и оценка на преносните възможности на електропреносната мрежа и междусистемната свързаност. Предстои подписване на договор с изпълнителя, след окончателна проверка на документите.

През първо полугодие на 2025 г. Групата продължи да реализира екологична политика, насочена към намаляване на последствията от въздействията върху околната среда в резултат на своята дейност. Дружеството осъществява дейността си при строго спазване на екологичните изисквания в съответствие с Българското законодателство и в съответствие с Директива 75/439/ЕИО от 16.06.1975 г., относно обезвреждането на отработени масла.

В изпълнение на Наредба за отработените масла и отпадъчни нефтопродукти, приета с ПМС №352/27.12.2012 г. (ДВ, бр. 2/08.01.2013 г.) и на основание чл.3, ал.1 от същата, отработените масла по време на технологичните процеси в системата на ЕСО ЕАД, приоритетно се оползотворяват чрез регенериране в База за регенериране на трансформаторни масла (БРТМ), изградена на територията на управление МЕР Пловдив. Регенерирането се извършва чрез технологична линия за преработка на силно замърсени масла, чрез утаечно-абсорбционен метод с използване на белилна пръст за трансформаторни масла. При този вид технологична обработка отработената белилна пръст се третира като опасен отпадък. Съгласно чл.7. (1) и чл.8 (1) от ЗУО отпадъкът се предава за събиране, транспортиране и третиране на лица, които имат право да извършват тези дейности в съответствие с този закон.

С цел минимизиране количеството на отделяните отпадъци ЕСО ЕАД инвестира значителни ресурси и достави иновационна компютъризирана установка за преработка на слабо и средно замърсени трансформаторни масла. В специализираната установка за перкулационна обработка се използва гранулиран адсорбент, който подлежи на многократно възстановяване (над 300 работни цикъла) и практически при нейното функциониране не се генерират опасни отпадъци.

В изпълнение изискванията на НАРЕДБА за установяване на мерки по прилагане на Регламент (ЕО) № 842/2006 относно някои флуорирани парникови газове, в сградата на ЦДУ и ТДУ „Запад” приключи модернизацията на пожарогасителните системи (ПГС). Модернизацията е изпълнена съгласно всички законови изисквания, като с приемо-предавателен протокол между ЕСО ЕАД и изпълнителя, тридесет и две /32/ бутилки с газ Халон 1301, с общо тегло 1258,3 кг. са предадени за утилизация. Изпълнителят представи договор за утилизация между него и A-Gas Nederland.

Съгласно чл. 6, чл. 7 и чл. 8 и във връзка с чл. 35 от Закона за управление на отпадъците (ДВ. бр. 53/13.07.2012 г.), притежателите на отпадъци са длъжни да предвидят необходимите финансови средства за изпълнение на своите задължения, определени в този закон.

В изпълнение на горесцитираните законови разпоредби, към 30.06.2025 г. компанията майка е изразходвала средства за екология в размер на 403 440 лв.

РАЗДЕЛ X – СЪБИТИЯ СЛЕД ДАТА НА ОТЧЕТ

С Решение № Ц-25 от 01.07.2025 г. Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР) утвърди считано от 01.07.2025 г. следните цени за „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа за крайни клиенти в размер на 0,36 лв./MWh
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители, с изключение на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, в размер на 4,22 лв./MWh
- Цена за достъп до електропреносната мрежа за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация – от слънчева и вятърна енергия, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, за цялото произведено количество електрическа енергия, в размер на 5,49 лв./MWh
- Цена за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа в размер на 14,86 лв./MWh

Ангелин Цачев

Изпълнителен директор