

CNTEE TRANSELECTRICA SA

STUDIU ADECVANȚĂ SEN ETAPELE 2027, 2030, 2035



Aprilie 2026

CUPRINS

Listă de abrevieri	5
REZUMAT	8
1. SCOP	33
1.1. Introducere	34
1.2. Aspecte specifice fiecărei etape de analiză	35
2. METODOLOGIE	38
2.1. Structura scenariilor analizate	38
2.2. Indicatori specifici de adecvanță monitorizați	39
2.3. Metodologie specifică aplicată	39
2.4. Ipoteze – Model ANTARES – RET	44
2.5. Analize economice	45
2.5.1. Rolul și necesitatea EVA în noul context energetic	45
2.5.2. Poziționarea metodologică față de cadrul impus la nivel european	46
3. DATE DE INTRARE, PROGNOZE DE EVOLUȚIE	48
3.1. Evoluția cererii de energie electrică	48
3.1.1. Introducere	48
3.1.2. Electrificare transport	49
3.1.3. Electrificare clădiri	52
3.1.4. Evoluție centre de date	53
3.2. Scenarii privind evoluția capacității de producere	55
3.2.1. Introducere	55
3.2.2. Evoluție centrale regenerabile	55
3.2.2.1. Evoluție centrale eoliene și fotovoltaice conform PNIESC	55
3.2.2.2. Evoluție prognozată centrale eoliene și fotovoltaice pentru 2027 – 2030 – 2035	56
3.2.3. Evoluție prognozată centrale pe biomasă pentru 2027 – 2030 – 2035 în scenariul de referință	56
3.2.4. Evoluție centrale pe cărbune	57
3.2.4.1. Evoluție centrale pe huiă 2027 – 2030 – 2035 în scenariul de referință	57
3.2.4.2. Evoluție centrale pe lignit 2027 – 2030 – 2035 în scenariul de referință	57
3.2.5. Evoluție centrale pe gaze	58
3.2.6. Evoluție centrale nucleare	59

3.2.7.	Evoluție centrale hidroelectrice.....	59
3.2.8.	Evoluție instalații de stocare	60
3.3.	Costuri de combustibil și CO2	61
3.4.	Necesarul de rezerve de reglaj.....	61
3.5.	Scenarii privind evoluția capacității de interconexiune	61
3.6.	Modelarea sistemelor externe	63
3.7.	Structură RET.....	63
4.	EVALUAREA CAPABILITĂȚILOR DE APĂRARE ȘI DE RESTAURARE ÎN CAZUL UNUI COLAPS TOTAL SAU PARȚIAL AL SEN – CONFIDENȚIAL.....	66
5.	SCENARII DE EVALUAT	67
5.1.	Etapa 2027	67
5.2.	Etapa 2030	69
5.3.	Etapa 2035.....	71
5.4.	Analize comparative NRAA - ERAA	72
6.	EVALUAREA REZILIENȚEI SEN ÎN EUROPA CENTRALĂ ȘI DE SUD-EST	76
6.1.	Context	76
6.2.	Indicatori specifici de adecvanță SEN.....	76
6.3.	Poziționarea indicatorilor de adecvanță în context european	80
7.	INDICATORI DE ADECVANȚĂ SEN 2027, 2030, 2035.....	82
7.1.	Etapa 2027	82
7.1.1.	Scenariul central de referință – SCR	82
7.1.2.	Scenariul alternativ 1 – SA1	83
7.1.3.	Scenariul alternativ 2 – SA2	85
7.1.4.	Scenariul alternativ 3 – SA3	87
7.1.5.	Analiza situațiilor de stres operațional (SO) la nivelul scenariilor analizate ..	89
7.1.6.	Analiza comparativă a indicatorilor de adecvanță (ENS și LOLE) – model redus vs. model extins	92
7.2.	Etapa 2030	92
7.2.1.	Scenariul central de referință.....	92
7.2.2.	Scenariul alternativ 1	94
7.2.3.	Scenariul alternativ 2	96
7.2.4.	Analiza situațiilor de stres operațional (SO) la nivelul scenariilor analizate ..	98

7.2.5.	Analiza comparativă a indicatorilor de adecvanță (ENS și LOLE) – model redus vs. model extins	100
7.3.	Etapa 2035	101
7.3.1.	Scenariul central de referință	101
7.3.2.	Scenariul alternativ 1	103
7.3.3.	Scenariul alternativ 2	105
7.3.4.	Analiza situațiilor de stres operațional (SO) la nivelul scenariilor analizate	106
7.3.5.	Analiza comparativă a indicatorilor de adecvanță (ENS și LOLE) – model redus vs. model extins	108
7.4.	Sinteză analize tehnice	109
7.4.1.	Etapa 2027	109
7.4.2.	Etapa 2030	110
7.4.3.	Etapa 2035	111
8.	IMPACTUL CERINȚELOR MINRAM 70% ASUPRA FLUXURILOR DE PUTERE ÎN SEN – CONFIDENȚIAL	113
9.	EVALUARE VIABILITATE ECONOMICĂ	114
9.1.	Ipoteze macroeconomice generale	114
9.2.	EVA Etapa 2027	115
9.2.1.	Scenarii analizate	115
9.2.2.	Ipoteze specifice tehnico-economice	116
9.2.3.	Rezultatele EVA	117
9.2.4.	Scenariu țintă	118
9.3.	EVA Etapa 2030	118
9.3.1.	Scenarii analizate	118
9.3.2.	Rezultatele simulărilor aferente scenariului suplimentar SA3	119
9.3.3.	Ipoteze specifice tehnico-economice	121
9.3.4.	Rezultate EVA	122
9.3.5.	Scenariu țintă	123
9.4.	EVA Etapa 2035	123
9.4.1.	Scenarii analizate	123
9.4.2.	Rezultatele simulărilor aferente scenariilor suplimentare SA3 și SA4	124
9.4.3.	Ipoteze specifice tehnico-economice	128
9.4.4.	Rezultatele EVA	129
9.4.5.	Scenariu țintă	130
10.	ANALIZĂ NECESITATE MECANISM DE CAPACITATE – CONFIDENȚIAL	131
11.	CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI	132

Listă de abrevieri

Tabelul următor prezintă abrevierile utilizate în cadrul Studiului de Adecvanță a SEN pentru orizonturile 2027, 2030 și 2035, împreună cu semnificația acestora.

Abreviere	Semnificație
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Agenția pentru Cooperarea Regulatorilor de Energie
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANTARES	Software de simulare a piețelor de energie utilizat pentru modelarea adecvanței sistemului energetic
APS	Announced Pledges Scenario – Scenariul de politici avansate
AT	Autotransformator
ATR	Aviz Tehnic de Racordare
BESS	Battery Energy Storage System – Sistem de stocare a energiei în baterii
BG	Bulgaria (cod de țară în context ENTSO-E)
CAPEX	Capital Expenditure – Cheltuieli de capital / Costuri de investiție
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine – Turbină cu gaz în ciclu combinat
CECC	Centrala Electrică cu Ciclu Combinat
CEE	Centrală Electrică Eoliană (surse regenerabile de tip eolian)
CEF	Centrală Electrică Fotovoltaică (surse regenerabile)
CET	Centrală Electrică de Termoficare
CHEAP	Centrală Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj
CHE	Centrală Hidroelectrică
CNE	Centrală Nuclearoelectrică
CNTEE	Compania Națională de Transport și Expertizare a Energiei Electrice – Transelectrica S.A.
CONE	Cost of New Entry – Costul anualizat asociat introducerii unei noi unități de capacitate de producere a energiei electrice, exprimat în €/MW/an
CR	Contract de Racordare
CTE	Centrală Termoelectrică
DC	Data Center – Centru de date
DSR	Demand Side Response – Răspuns al consumului (capacitate de reducere/modulare a consumului de energie electrică)
EAC	Equivalent Annual Cost – Cost Anual Echivalent
ENS	Energy Not Served – Energia nelivrată estimată; cantitatea de energie electrică așteptată statistic să nu fie furnizată consumatorilor într-o perioadă de timp, exprimată în GWh
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity – Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică
ERAA	European Resource Adequacy Assessment – Evaluarea Europeană a Adecvanței Resurselor, metodologie ENTSO-E
EV	Electric Vehicle – Vehicul electric
EVA	Economic Viability Assessment – Analiza de Viabilitate Economică

Abreviere	Semnificație
FCR	Frequency Containment Reserve – Rezervă de Reglaj Primar (reglaj de frecvență)
FRR	Frequency Restoration Reserve – Rezervă de Restaurare a Frecvenței (reglaj secundar)
GJ	Gigajoule – unitate de măsură pentru energie (combustibil)
HP	Heat Pump – Pompă de căldură
HU	Ungaria (cod de țară în context ENTSO-E)
IEA	International Energy Agency – Agenția Internațională pentru Energie
INSSE	Institutul Național de Statistică
LEA	Linie Electrică Aeriană
LOLE	Loss of Load Expectation – Durata așteptată de pierdere de sarcină; numărul de ore estimate statistic în care producția de energie nu poate acoperi consumul, raportat la nivelul unui an
LOLP	Loss of Load Probability – Probabilitatea de pierdere de sarcină; probabilitatea ca generarea să fie insuficientă pentru a acoperi consumul într-o anumită perioadă de timp (%)
MARI	Manually Activated Reserves Initiative - Platforma europeană pentru schimbul de rezervă de restabilire a frecvenței cu activare manuală (mFRR)
MD	Republica Moldova (cod de țară în context ENTSO-E)
MVA	Megavoltamper – unitate de măsură pentru puterea aparentă în rețelele electrice
MW	Megawatt – unitate de măsură pentru puterea electrică
MWh	Megawatt-oră – unitate de măsură pentru energia electrică
NRAA	National Resource Adequacy Assessment – Evaluarea Națională a Adecvanței Resurselor
NTC	Net Transfer Capacity – Capacitatea netă de transfer transfrontalier a energiei electrice
OCGT	Open Cycle Gas Turbine – Turbină cu gaz în ciclu deschis
OTS	Operator de Transport și de Sistem (Transelectrica S.A. în cazul României)
PECD	Pan-European Climate Database – Baza de date climatice pan-europeană utilizată în analizele ENTSO-E
PICASSO	Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation – Platforma europeană pentru schimbul de rezervă de restabilire a frecvenței cu activare automată (aFRR)
PIF	Punere în Funcțiune (data la care o unitate de producere devine operațională)
PNIESC	Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice
PNRR	Planul Național de Redresare și Reziliență
PZU	Piața pentru Ziua Următoare
RET	Rețeaua Electrică de Transport
RI	Rezervă de Inerție
RMB	Regim Mediu Bandă
RRFa	Frequency Restoration Reserve – automatic (Rezervă de Restaurare a Frecvenței – automată)
RRFm	Frequency Restoration Reserve – manual (Rezervă de Restaurare a Frecvenței – manuală)
RS	Serbia (cod de țară în context ENTSO-E)

Abreviere	Semnificație
RS	Reliability Standard – Standard de Fiabilitate (exprimat în ore/an de LOLE acceptat)
RSF	Rezervă de Stabilitate și Frecvență
SA1	Scenariu Alternativ 1
SA2	Scenariu Alternativ 2
SA3	Scenariu Alternativ 3
SA4	Scenariu Alternativ 4
SCR	Scenariu Central de Referință
SEN	Sistemul Energetic Național al României
SO	Stres Operațional
SRE	Surse Regenerabile de Energie
STEPS	Stated Policies Scenario – Scenariul de politici actuale
TWh	Terawatt-oră – unitate de măsură pentru energia electrică
UA	Ucraina (cod de țară în context energetic regional)
UD	Unitate Dispecerizabilă
UE	Uniunea Europeană
VoLL	Value of Lost Load – Valoarea energiei nelivrate; valoarea monetară asociată cu energia electrică nelivrată către consumatori, exprimată în €/MWh
WACC	Weighted Average Cost of Capital – Costul mediu ponderat al capitalului; rata de actualizare utilizată în calculul economic al investițiilor

Notă: Abrevierile sunt listate în ordine alfabetică.

REZUMAT

SCOP

Uniunea Europeană este lider în ceea ce privește protecția climei, continentul european urmărind să devină neutru din punct de vedere climatic, până în anul 2050. În consecință, UE a inițiat și continuă să dezvolte un pachet de politici solid, în vederea atingerii acestui deziderat. Astfel, în anul 2019 a fost elaborat acordul European Green Deal, prin care se urmărea reducerea emisiilor nete de gaze cu efect de seră cu cel puțin 55 % până în anul 2030 (comparativ cu anul 1990), urmat în anul 2021 de pachetul legislativ Fit for 55 și respectiv inițierea în anul 2022, ca răspuns la dificultățile generate de perturbarea pieței globale a energiei cauzate de contextul geopolitic, Planul REPowerEU. Strategia REPowerEU reprezintă o propunere prin care se dorește realizarea unei Europe independente de combustibilii fosili și accelerarea tranziției către energie regenerabilă (verde).

De asemenea, la nivel de UE au fost elaborate în ultimii ani o serie de regulamente (coduri europene de rețea), care impun restricții mult mai severe în ceea ce privește funcționarea sistemelor electroenergetice și condițiile pe care trebuie să le îndeplinească utilizatorii RET (condiții de siguranță în funcționare, de adecvanță și echilibrare, de funcționare a piețelor de energie, de transparență etc.), aspect care conduce la necesitatea unor evaluări periodice privind confirmarea posibilității de funcționare sigură a acestor sisteme.

Luând în considerare cele anterior menționate, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. a considerat necesară elaborarea unui nou studiu dedicat adecvanței SEN, în care evaluările și prognozele să fie făcute în linie cu noile provocări ale SEN în contextul implementării noilor reglementări Europene, adaptat la contextul economic, social și geopolitic contemporan.

Adecvanța este definită ca fiind “capacitatea sistemului electroenergetic de a satisface în permanență cererile de putere și energie ale consumatorilor, luând în considerare ieșirile din funcțiune ale elementelor sistemului, atât cele programate cât și cele rezonabil de așteptat a se produce neprogramat”.

Astfel prezentul Studiu de adecvanță a SEN reprezintă un instrument de planificare esențial al CNTEE Transelectrica SA, rezultatele acestuia reprezentând date și informații care se vor lua în considerare la elaborarea studiilor de planificare operațională, respectiv pentru Planul de dezvoltare a RET în perspectiva următorilor zece ani (cu prilejul actualizărilor bienale).

Obiectivul specific primordial atins prin dezvoltarea acestui studiu, este reprezentat de anticiparea provocărilor cu care se va confrunta SEN în perioada 2027-2035, în ceea ce privește asigurarea adecvanței, respectiv a echilibrului continuu dintre cererea și producția de energie electrică în contextul unei noi structuri de producție, caracterizată de o mai mare volatilitate, rezultată din alinierea la cerințele Regulamentelor Europene și la standardele ENTSO-E.

Un alt obiectiv specific atins a constat în identificarea măsurilor de tratare a riscurilor și vulnerabilităților pentru menținerea siguranței alimentării consumului în SEN la un nivel acceptabil prin recomandarea unui mix de generare la nivel național validat prin analize de estimare a viabilității economice astfel încât prețul mediu ponderat al energiei electrice la nivel național să poată fi menținut cât mai scăzut fără a fi însă periclitat condițiile de funcționare sigură a SEN în ansamblu.

METODOLOGIE

Metodologie de calcul

Metodologia de calcul a fost dezvoltată în două secțiuni distincte: una dedicată fundamentării condițiilor sigure de funcționare a SEN din considerente tehnice (minimizare/încadrare în limitele impuse a indicatorilor specifici de tip ENS, LOLE, LOLP), respectiv o a doua dedicată identificării viabilității economice a scenariilor evaluate.

Metodologia aplicată în cadrul prezentului studiu din perspectiva fundamentării condițiilor sigure de funcționare a SEN din considerente tehnice a avut în vedere următoarele etape distincte:

- Dezvoltare **Model de Calcul probabilistic al indicatorilor de adecvanță ai SEN în cadrul programului de calcul specializat *ANTARES Simulator***;
- Calibrare Model de Calcul;
- Analize Scenarii și calculul indicatorilor de adecvanță

Evaluarea adecvantei sistemului electroenergetic național al României a fost realizată utilizând programul de calcul *ANTARES Simulator*, program de calcul aliniat cerințelor ACER ce permite evaluarea rezultatelor de calcul din cadrul prezentului studiu național de evaluare a adecvanței (NRAA) cu rezultatele de calcul obținute în studiul European de evaluare a adecvanței (ERAA). Studiul evaluează capacitatea sistemului energetic Român de a satisface în mod fiabil consumul la nivel național pe un orizont de 10 ani de zile considerând următoarele etape specifice de analiză: Etapa 2027, Etapa 2030 și Etapa 2035, ținându-se cont de aspecte cheie precum: disponibilitatea producției din centralele clasice, incertitudinile legate de producția din surse regenerabile și de variabilitatea consumului în strictă corelație cu prognozele meteorologice disponibile în baza de date climatice la nivel european.

Este aplicată o abordare de calcul probabilistic prin simulări Monte-Carlo considerându-se în simulări un nr. de 36 de ani MonteCarlo – aplicarea unui număr mai mare de ani MonteCarlo în simulări de exemplu 100 de ani a fost verificată ca impact confirmându-se un impact nesemnificativ asupra rezultatelor de calcul (<1%) însă un impact major asupra duratei de rulare a programului de calcul, semnificativ mai mare.

Prin intermediul programului de calcul *ANTARES Simulator* sunt identificați indicatorii specifici de adecvanță ai SEN (EENS, LOLE, LOLP) pentru fiecare scenariu analizat.

Ca și particularitate a studiului NRAA comparativ cu studiul ERAA în cadrul analizelor este evaluat impactul asupra indicatorilor specifici de adecvanță generat nu numai de specificitatea mixului energetic de generare disponibil la nivel național ci și de considerarea în adevărata identitate a rețelei electrice interne de transport din cadrul SEN.

Procesarea datelor de intrare a fost făcută în vederea alinierii la factorii de corelare meteorologică confirmați în datele specifice ERAA asociate unui volum de 36 de serii de timp distincte corelate cu PECD – Pan European Climate Database.

Toate datele au fost preprocesate pentru a asigura coerența cu metodologiile aprobate de ERAA, inclusiv alinierea temporală cu fusul orar din Romania.

În Figura 1 este prezentată logica de funcționare a programului de calcul probabilistic al adecvanței în cadrul sistemelor electroenergetice folosit și în cazul SEN, *ANTARES Simulator*.

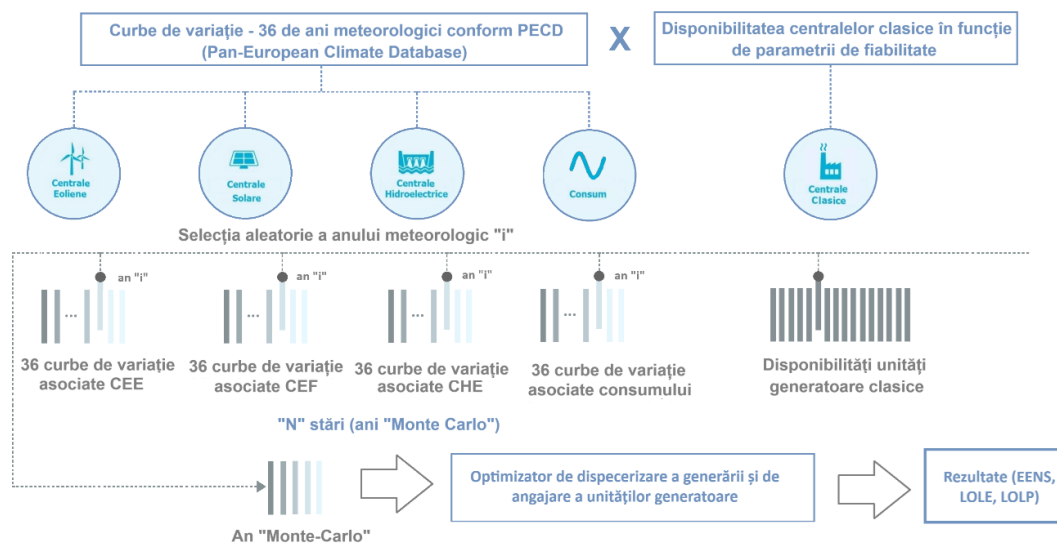


Figura 1 Diagrama funcționare ANTARES Simulator

Generatoarele convenționale au fost modelate considerând constrângerile tehnice asociate, cum ar fi limitele de capacitate (P_{min} , P_{max}) și caracteristicile de pornire/oprire (Min Up/Min Down time), disponibilitatea în funcție de parametri de fiabilitate.

Sursele regenerabile (CEF, CEE), respectiv sursele CHE au fost reprezentate utilizând 36 de serii de timp pentru a surprinde variabilitatea condițiilor climatice.

Simulările au fost efectuate la o rezoluție orară anuală, permițând identificarea perioadelor critice de funcționare. Indicatorii cheie, inclusiv: pierderea de consum așteptată (Loss of Load Expectancy - LOLE), energia care se așteaptă a nu fi livrată (Expected Energy Not Supplied - EENS), respectiv probabilitatea pierderii consumului (Loss of Load Probability – LOLP) au fost calculați în conformitate cu standardele ACER/ERAA.

Analizele au fost realizate inițial utilizând un model redus, unde România a fost considerată ca un singur nod de reprezentare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN). Ulterior s-a realizat un model extins al SEN, dezvoltat pentru a surprinde într-o manieră semnificativ mai detaliată funcționarea sistemului. Modelul extins include o reprezentare nodală detaliată, cuprinzând între 300 și 355 de noduri electrice individuale, în funcție de scenariul și etapa de calcul analizată, permițând evidențierea constrângerilor locale, a fluxurilor interne și a distribuției geografice a producției și consumului.

Extinderea modelului a permis includerea unui set mai amplu de ipoteze și date de intrare, asigurând o reprezentare mai fidelă a condițiilor actuale și viitoare ale SEN, precum și o evaluare mai robustă și mai relevantă a indicatorilor de adecvanță.

Metodologia aplicată în cadrul prezentului studiu din perspectiva fundamentării condițiilor sigure de funcționare a SEN din considerente economice este aliniată analizelor de viabilitate economică recomandate la nivel european în ceea ce privește evaluarea nivelului de adecvanță.

Evaluarea viabilității economice (Economic Viability Assessment – EVA) reprezintă o componentă esențială a analizelor moderne de adecvanță și planificare a sistemelor electroenergetice. În contextul tranziției energetice accelerate, caracterizate prin creșterea semnificativă a ponderii surselor regenerabile și transformarea structurii de producție, adecvanța sistemului nu mai garantează în mod implicit sustenabilitatea economică a capacităților necesare funcționării acestuia.

În piețele de tip energy-only, unde veniturile sunt generate preponderent din vânzarea energiei pe piața angro, apar provocări structurale majore:

- **Efectul de canibalizare:** Creșterea ponderii surselor regenerabile (cu cost marginal zero) reduce prețurile de piață în perioadele de producție maximă.
- **Reducerea factorilor de utilizare:** Unitățile convenționale (gaz, cărbune) funcționează mai puține ore, fiind necesare doar pentru acoperirea vârfurilor de consum sau a variabilității regenerabilelor.
- **Scăderea veniturilor din piață:** Aceste fenomene conduc la situații în care veniturile realizate nu mai acoperă costurile totale, generând fenomenul de „missing money”.

În acest context, evaluarea viabilității economice are rolul de a determina dacă mixul de capacități rezultat din simulările de piață și adecvanță este sustenabil din perspectivă economică și dacă semnalele de investiție generate de piață sunt suficiente pentru:

- menținerea în funcțiune a capacităților existente esențiale pentru adecvanță;
- stimularea investițiilor în capacități noi;
- asigurarea flexibilității necesare integrării surselor regenerabile;
- menținerea securității în alimentare pe termen lung.

Prin urmare, EVA completează analiza probabilistică a adecvanței prin introducerea perspectivei investiționale și economice asupra mixului energetic, asigurând evaluarea coerenței dintre necesarul de resurse pentru securitatea alimentării și sustenabilitatea economică a acestora.

În concordanță cu metodologia ERAA utilizată la nivel european, principiul de bază al evaluării viabilității economice constă în compararea veniturilor realizate de fiecare tehnologie cu costurile totale asociate realizării investiției și operării acesteia.

Evaluarea EVA se bazează pe ipoteze tehnico-economice privind costurile de capital, costurile operaționale, durata de viață și ratele de rentabilitate (hurdle rates) pentru fiecare tehnologie. Ratele de rentabilitate reflectă profilurile de risc specifice fiecărei tehnologii și sunt utilizate pentru a determina nivelul minim de venituri necesar pentru viabilitatea investițiilor.

Pentru interpretarea rezultatelor EVA au fost analizați următorii indicatori relevanți:

- prețul mediu anual al energiei;
- prețul mediu ponderat cu consumul (load-weighted price);
- *capture prices*¹ specifice fiecărei tehnologii;
- *capture price* mediy la nivel de sistem;
- *capture factors*²;
- distribuția reserve margin(RM)³.

Diferențele dintre prețul mediu al energiei și capture prices specifice tehnologiilor evidențiază impactul profilurilor diferite de producție asupra veniturilor realizate, precum și efectele de canibalizare a prețurilor în perioadele cu producție ridicată din surse regenerabile. Tehnologiile caracterizate de producție concentrată în intervale cu ofertă abundentă pot înregistra capture prices semnificativ diferite față de media pieței.

Aceeași abordare metodologică este aplicată în mod consecvent pentru fiecare dintre orizonturile de timp analizate 2027, 2030 și 2035, asigurând comparabilitatea rezultatelor EVA între etapele analizate.

¹ Prețul mediu ponderat cu producția unei tehnologii, reflectând venitul efectiv obținut pe piață de unitatea respectivă, în funcție de profilul său orar de generare.

² raportul dintre *capture price* și prețul mediu al pieței, indicând măsura în care o tehnologie realizează venituri peste sau sub media pieței în funcție de momentul producției sale.

³ Factor definit ca diferența dintre capacitatea totală de generare disponibilă și cererea de energie din intervalul respectiv, raportată la nivelul cererii și indică măsura în care infrastructura de generare poate acoperi vârfurile de consum și abaterile neprevăzute din producție sau disponibilitate.

SCENARIILE EVALUATE

La nivelul acestui capitol se prezintă în detaliu scenariile de analiză utilizate în simulările Antares, incluzând structura completă a combinațiilor de ipoteze de evoluție a consumului și puterii disponibile în centrale electrice, și metodologia de construcție a acestora.

În cadrul studiului au fost analizate scenariile centrale de referință și scenariile alternative.

Etapa 2027

În cadrul **scenariului central de referință (SCR)** se consideră:

- retragerea din exploatare a centralelor pe lignit conform Țintei 119 din PNRR (rămân în exploatare un grup la Craiova și un grup la Govora);
- întârzierea punerii în funcțiune a grupurilor noi pe gaze de la centrala Mintia;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o putere instalată în electrolizoare de 0 MW;
- se consideră o evoluție realistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

În cadrul **scenariului alternativ 1 (SA1)** se păstrează aceleași ipoteze ca în scenariul central de referință (SCR), singura diferență constând în menținerea în exploatare a trei grupuri pe lignit la Rovinari din care unul în rezervă tehnică și două grupuri la Turceni din care unul în rezervă tehnică (854 MW putere disponibilă în total în cadrul acestor două centrale).

În cadrul **scenariului alternativ 2 (SA2)** se consideră:

- retragerea din exploatare a centralelor pe cărbune conform Țintei 119 din PNRR (rămân în exploatare un grup la Craiova și un grup la Govora);
- punerea în funcțiune a grupurilor noi pe gaze de la centrala Mintia (1000 MW);
- o evoluție realistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată de 45,27 MW în electrolizoare;
- se consideră o evoluție pesimistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

În cadrul **scenariului alternativ 3 (SA3)** se păstrează aceleași ipoteze ca în scenariul alternativ 2 (SA2), singura diferență constând în menținerea în exploatare a trei grupuri pe lignit la Rovinari din care unul în rezervă tehnică și două grupuri la Turceni din care unul în rezervă tehnică (854 MW putere disponibilă în total în cadrul acestor două centrale).

Pentru a facilita înțelegerea modului de construcție a scenariilor analizate, Figura 2 sintetizează structura acestora din perspectiva datelor de intrare, evidențiind principalele ipoteze și elemente considerate în procesul de modelare.

	2027			
	SCR	SA1	SA2	SA3
GENERARE CONVENȚIONALĂ				
Gaz	2.198 MW	2.198 MW	3.198 MW	
Nuclear	650 MW	650 MW		
Carbune – Huilă	70 MW	70 MW		
Carbune – Lignit	155 MW	1.009 MW	155 MW	1.009 MW
Biomasă	135 MW		135 MW	
Hidro – Iaz acumulare	293 MW		293 MW	
Hidro – Lac acumulare	1.873 MW		1.873 MW	
Hidro – Firul apei	2.895 MW		2.895 MW	
REGENERABILE				
Centrale solare	6.646 MW	6.646 MW		
Prosumatori	3.300 MW	3.300 MW		
Eolian onshore	4.385 MW	4.385 MW		
Eolian offshore	0 MW	0 MW		
STOCARE				
BESS	500 MW	500 MW	1.546 MW	
CHEAP	0 MW		0 MW	
CONSUM				
Consum de bază	55,3 TWh	55,3 TWh		
Vehicule electrice	0,62 TWh	0,62 TWh	0,56 TWh	
Pompe de căldură	1,33 TWh	1,33 TWh	0,77 TWh	
Centre de date	1,31 TWh	1,31 TWh	0,44 TWh	
TOTAL CONSUM	58,56 TWh	58,56 TWh	57,07 TWh	

Figura 2 Structura scenariilor analizate – Etapa 2027

Etapa 2030

În **scenariului central de referință (SCR)** se consideră:

- întârzierea punerii în funcțiune a grupurilor noi pe gaze în centralele Turceni, Ișalnița, Craiova, Grozăvești, Progresu;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată în electrolizoare de 0 MW;
- se consideră o evoluție realistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

În cadrul **scenariului alternativ 1 (SA1)** se consideră:

- punerea în funcțiune a grupurilor noi pe gaze în centralele Turceni, Ișalnița, Craiova, Grozăvești, Progresu;
- o evoluție realistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată de 100 MW în electrolizoare;
- se consideră o evoluție pesimistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

În **scenariul alternativ 2 (SA2)** se consideră:

- punerea în funcțiune a grupurilor noi pe gaze în centralele Turceni, Ișalnița, Craiova, Grozăvești, Progresu;
- o evoluție optimistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție realistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată de 100MW în electrolizoare.

- se consideră o evoluție optimistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

Figura 3 prezintă, în mod sintetic, capacitățile de generare și parametri principali de consum aferenți fiecărui scenariu pentru anul 2030.

	2030		
	SCR	SA1	SA2
GENERARE CONVENȚIONALĂ			
Gaz	3.639 MW	5.244 MW	
Nuclear	1.300 MW	1.300 MW	
Cărbune – Huilă	70 MW	70 MW	
Cărbune – Lignit	0 MW	0 MW	
Biomasă	150 MW	150 MW	
Hidro – Iaz acumulare	332 MW	332 MW	
Hidro – Lac acumulare	1.965 MW	1.965 MW	
Hidro – Firul apei	2.938 MW	2.938 MW	
REGENERABILE			
Centrale solare	8.550 MW	8.550 MW	
Prosumatori	4.000 MW	4.000 MW	6.800 MW
Eolian onshore	7.385 MW	7.385 MW	
Eolian offshore	0 MW	0 MW	
STOCARE			
BESS	1.200 MW	2.000 MW	4.600 MW
CHEAP	0 MW	0 MW	
CONSUM			
Consum de bază	58,5 TWh	58,5 TWh	
Vehicule electrice	1,18 TWh	0,94 TWh	1,3 TWh
Pompe de căldură	2,06 TWh	1,15 TWh	2,96 TWh
Centre de date	3,24 TWh	0,96 TWh	5,43 TWh
TOTAL CONSUM	64,98 TWh	61,55 TWh	68,19 TWh

Figura 3 Structura scenariilor analizate – Etapa 2030

Etapa 2035

În **scenariului central de referință (SCR)** se consideră:

- întârzierea punerii în funcțiune a grupurilor noi în centralele nucleare (grupurile 3 și 4 la CNE Cernavodă și centrala cu reactoare modulare mici);
- o evoluție pesimistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată în electrolizoare de 336 MW;
- se consideră o evoluție realistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

În cadrul **scenariului alternativ 1 (SA1)** se consideră:

- o evoluție realistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată de 336 MW în electrolizoare;
- se consideră o evoluție pesimistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

În **scenariul alternativ 2 (SA2)** se consideră:

- o evoluție optimistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție realistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată de 336 MW în electrolizoare
- se consideră o evoluție optimistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

Figura 4 prezintă, în mod sintetic, capacitățile de generare și parametri principali de consum aferenți fiecărui scenariu pentru anul 2035.





		2035		
GENERARE CONVENȚIONALĂ		SCR	SA1	SA2
	Gaz	5.365 MW	5.365 MW	
	Nuclear	1.300 MW	3.087 MW	
	Cărbune – Huiă	0 MW	0 MW	
	Cărbune – Lignit	0 MW	0 MW	
	Biomasă	200 MW	200 MW	
	Hidro – Iaz acumulare	332 MW	332 MW	
	Hidro – Lac acumulare	2.291 MW	2.291 MW	
	Hidro – Firul apei	2.922 MW	2.922 MW	
REGENERABILE				
	Centrale solare	8.800 MW	8.800 MW	
	Prosumatori	6.000 MW	6.000 MW	7.500 MW
	Eolian onshore	7.600 MW	7.600 MW	
	Eolian offshore	1.500 MW	1.500 MW	
STOCARE				
	BESS	1.200 MW	2.000 MW	4.600 MW
	CHEAP	800 MW	800 MW	1.100 MW
CONSUM				
	Consum de bază	62,10 TWh	62,10 TWh	
	Vehicule electrice	3,46 TWh	2,77 TWh	3,81 TWh
	Pompe de căldură	3,14 TWh	1,72 TWh	4,56 TWh
	Centre de date	5,96 TWh	2,37 TWh	9,46 TWh
	TOTAL CONSUM	74,66 TWh	68,96 TWh	79,93 TWh

Figura 4 Structura scenariilor analizate – Etapa 2035

INDICATORI DE ADECVANȚĂ SEN

În cele ce urmează sunt sintetizate, la nivelul fiecărui scenariu de calcul considerat, principalele rezultate obținute din perspectiva indicatorilor de adecvanță ai sistemului electroenergetic național.

Astfel este oferită o imagine de ansamblu asupra magnitudinii situațiilor de stres anticipate pentru fiecare etapă de analiză, evidențiind atât indicatorii cantitativi de adecvanță (ENS, LOLE și LOLP), cât și reperatele economice utilizate în analiză (VoLL și CONE), în raport cu ținta LOLE de referință.

Pentru *Etapa 2027* se remarcă faptul că în Scenariul Central de Referință se depășește de aproape 10 ori valoarea de referință pentru LOLE, indicând un deficit sever de adecvanță. În aceste condiții, indicatorii de adecvanță nu pot fi respectați în absența implementării măsurilor prevăzute în cadrul celorlalte scenarii, adică menținerea în exploatare a trei grupuri în cadrul CTE Rovinari (din care unul în rezervă tehnică) și a două grupuri în cadrul CTE Turceni (din care unul în rezervă tehnică) cel puțin până la punerea în funcțiune a centralei pe gaze Mintia. Conform rezultatelor SA1, aceste măsuri permit încadrarea indicatorilor în limitele impuse de adecvanță, evidențiind faptul că respectarea criteriilor pentru etapa analizată este condiționată de menținerea acestor capacități.

Scenariul SA1, care include menținerea capacităților pe bază de cărbune, reduce semnificativ indicatorii, respectiv LOLE de la 143,55 în SCR la 11,34 ore și ENS de la 36.070 în SCR la 3.456 MWh, permițând încadrarea în limitele de adecvanță, spre deosebire de Scenariul Central de Referință.

Scenariul alternativ SA2 conduce la o îmbunătățire suplimentară a indicatorilor de adecvanță comparativ cu SA1, ca urmare a includerii noii capacități de producere. Cu toate acestea, deși punerea în funcțiune a Centralei Mintia este prevăzută să contribuie la îmbunătățirea indicatorilor de adecvanță conform rezultatelor SA2, incertitudinile asociate calendarului de implementare nu permit considerarea acesteia ca soluție realistă pentru etapa analizată. În consecință, capacitățile existente menționate trebuie tratate ca necesare pentru asigurarea adecvanței sistemului.

Astfel, scenariul SA1, bazat pe menținerea capacităților existente, reprezintă soluția necesară pentru asigurarea adecvanței sistemului în condiții de siguranță.

Rezultatele obținute în urma evaluării tehnice a condițiilor de adecvanță la etapa 2027 confirmă pentru această etapă nevoia ca analizele detaliate din punct de vedere economic să fie întreprinse din perspectiva viabilității economice a suplimentării surselor de generare la nivel național asociat scenariilor alternative în vederea încadrării în limitele impuse de adecvanță.







Indicatori specifici de adecvanță SEN	2027			
	SCR	SA1	SA2	SA3
 ENS – Energy Not Supplied (Energia nelivrată)	36.070 MWh	3.456 MWh	290 MWh	128 MWh
 LOLE – Loss of Load Expectation (Pierdere de sarcină așteptată)	143,55 ore	11,34 ore	2,18 ore	1,56 ore
 LOLP – Loss of Load Probability (Probabilitate pierdere de sarcină)	1,64 %	0,13 %	0,025 %	0,02 %
Număr situații stres operațional cu apariție ENS	457	123	26	12
 VoLL – Value of Lost Load (Valoarea energiei nelivrate)	6.800 Euro/MWh			
	Gas – 726.451 Euro/MW			
	Solar – 2.123.752 Euro/MW			
	Eolian onshore – 1.624.626 Euro/MW			
	Eolian offshore – 5.259.119 Euro/MW			
	BESS – 85.102 Euro/MW			
 CONE – Cost of New Entry (Cost investiție în capacitate nouă)	CHEAP – 1.523.090 Euro/MW			
 LOLE _{ref} – Reference LOLE (LOLE de referință)	13 ore			

Figura 5 Sinteza indicatorilor de adecvanță la nivelul scenariilor analizate – Etapa 2027

Asociat Etapei 2030, analiza scenariului central de referință confirmă posibilitatea respectării nivelului limită de adecvanță impus (LOLE mai mic decât valoarea de referință impusă, risc global energie nealimentată limitat la aprox. 14 MWh). Este astfel evidențiată nevoia ca analizele detaliate din punct de vedere economic asociat acestei etape de timp să fie întreprinse din perspectiva evaluării viabilității economice a reducerii surselor de generare la nivel național însă cu încadrarea în limitele impuse de adecvanță.







Indicatori specifici de adecvanță SEN	2030		
	SCR	SA1	SA2
 ENS – Energy Not Supplied (Energia nelivrată)	14 MWh	5 MWh	4 MWh
 LOLE – Loss of Load Expectation (Pierdere de sarcină așteptată)	0,69 ore	0,2 ore	0,17 ore
 LOLP – Loss of Load Probability (Probabilitate pierdere de sarcină)	0,008 %	0,0023 %	0,0019 %
Număr situații stres operațional cu apariție ENS	6	4	4
 VoLL – Value of Lost Load (Valoarea energiei nelivrate)	7.200 Euro/MWh		
	Gas – 726.461 Euro/MW		
	Solar – 2.123.752 Euro/MW		
	Eolian onshore – 1.624.626 Euro/MW		
	Eolian offshore – 5.259.119 Euro/MW		
	BESS – 85.102 Euro/MW		
 CONE – Cost of New Entry (Cost investiție în capacitate nouă)	CHEAP – 1.523.090 Euro/MW		
 LOLE _{ref} – Reference LOLE (LOLE de referință)	12 ore		

Figura 6 Sinteza indicatorilor de adecvanță la nivelul scenariilor analizate – Etapa 2030

Asociat Etapei 2035, analiza scenariului central de referință confirmă marginal imposibilitatea respectării valorii de referință pentru LOLE limitată la 2h ca urmare a considerării apariției în SEN a componentei de control dinamic al sarcinii (DSR) la această etapă. Problema de adecvanță identificată în cazul SCR 2035 este declarată ca fiind marginală având în vedere că din situațiile periculoase identificate, o pondere de peste 50% este reprezentată de o insuficiență dezvoltare punctuală a rețelei electrice interne în vederea deservirii nivelului de consum considerat și nu de o insuficiență disponibilitate a surselor de generare. Astfel este evidențiată nevoia ca analizele detaliate din punct de vedere economic asociat acestei etape de timp să fie întreprinse din perspectiva optimizării mixului de surse generatoare la nivel național cu încadrarea în limitele impuse de adecvanță.

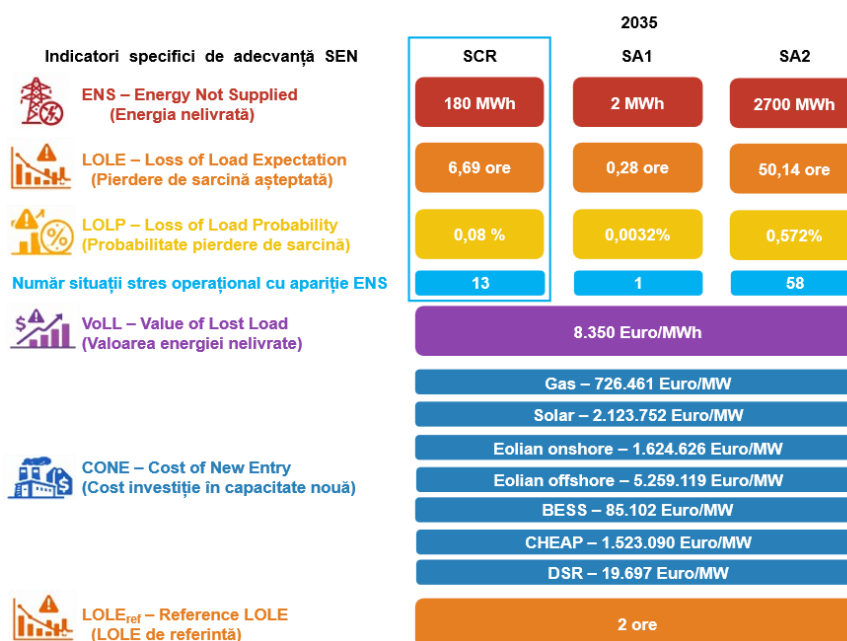


Figura 7 Sinteza indicatorilor de adecvanță la nivelul scenariilor analizate – Etapa 2035

SITUAȚII DE STRES OPERAȚIONAL IDENTIFICATE

Analiza tehnică a scenariilor evaluate pentru etapele 2027, 2030 și 2035 evidențiază distribuția temporală a situațiilor de stres operațional și a orelor cu energie nelivrată în cadrul sistemului electroenergetic. Rezultatele indică faptul că aceste situații sunt concentrate în principal în perioadele caracterizate prin niveluri ridicate ale cererii de energie electrică, în special în sezonul rece și în intervalele orare asociate vârfurilor de consum.

Distribuția lunară arată că majoritatea situațiilor de stres operațional apar în lunile de iarnă, în special în lunile ianuarie, februarie și decembrie, când cererea de energie electrică este ridicată. Orelor cu energie nelivrată apar punctual în aceleași perioade, reflectând condiții de încărcare ridicată a sistemului.

Comparativ cu scenariul de referință, scenariile alternative analizate conduc în general la reducerea frecvenței situațiilor cu energie nelivrată și la îmbunătățirea comportamentului sistemului în condiții de stres operațional. În același timp, distribuția temporală a acestor situații rămâne determinată în principal de sezonalitatea cererii și de evoluția mixului de producere.

Etapa 2027

Rezultatele pentru etapa 2027 evidențiază apariția situațiilor de stres operațional în special în lunile de iarnă, respectiv în lunile ianuarie, februarie și decembrie, perioade caracterizate prin niveluri ridicate ale cererii de energie electrică. În scenariul de referință (SCR), numărul orelor de stres operațional și al orelor cu energie nelivrată este mai ridicat comparativ cu scenariile alternative.

Scenariile alternative analizate conduc la o reducere a frecvenței situațiilor cu energie nelivrată, acestea fiind limitate în principal la perioadele de consum maxim din sezonul rece.

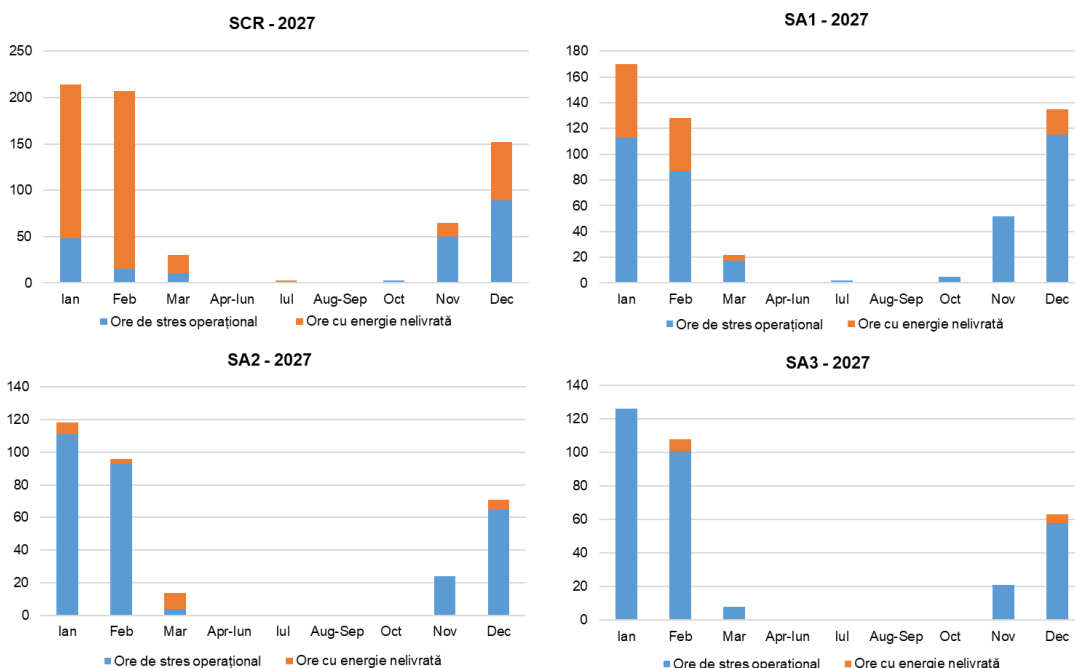


Figura 8 Distribuția lunară a orelor de stres operațional și a orelor cu energie nelivrată – etapa 2027

Distribuția pe intervale orare indică o concentrare a situațiilor de stres în intervalele corespunzătoare vârfurilor de consum, în special în vârful de seară (17:00–22:00), dar și în vârful de dimineață (05:00–10:00).

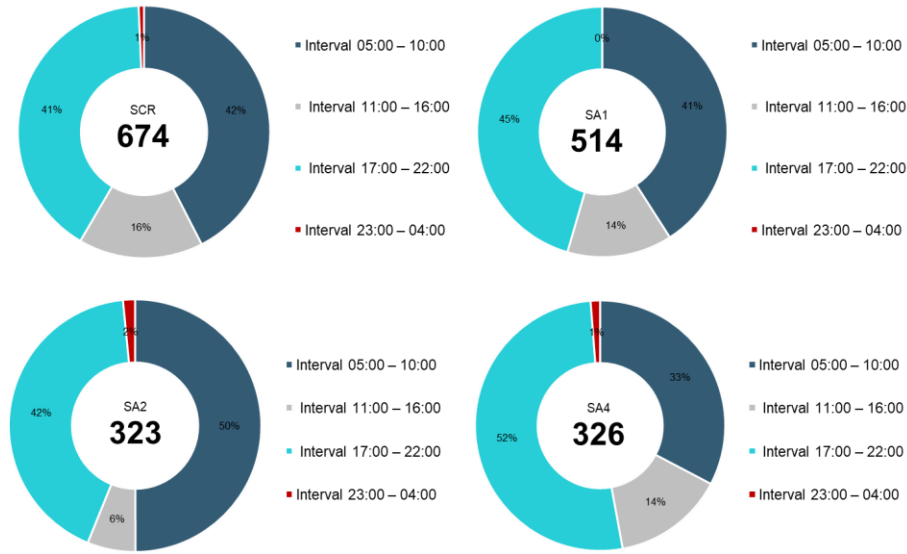


Figura 9 Distribuția orelor de stres operațional pe intervale orare – etapa 2027

Etapa 2030

Pentru etapa 2030 se observă o reducere semnificativă a frecvenței situațiilor de stres operațional comparativ cu etapa 2027, acestea fiind concentrate în principal în sezonul rece. În majoritatea scenariilor analizate, orele de stres operațional sunt limitate în special la lunile ianuarie, februarie și decembrie.

În scenariile alternative, orele cu energie nelivrată apar punctual și sunt asociate în principal perioadelor de vârf ale consumului din sezonul rece.

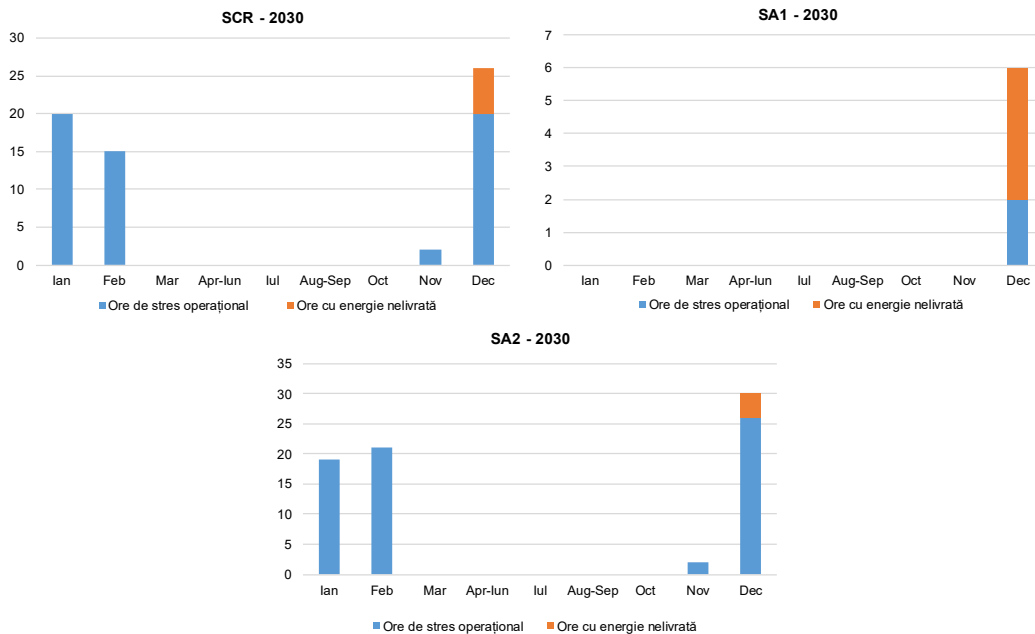


Figura 10 Distribuția lunară a orelor de stres operațional și a orelor cu energie nelivrată – etapa 2030

Distribuția pe intervale orare indică menținerea unei concentrații a situațiilor de stres în intervalele asociate vârfurilor de consum, însă la o frecvență mai redusă comparativ cu etapa anterioară.

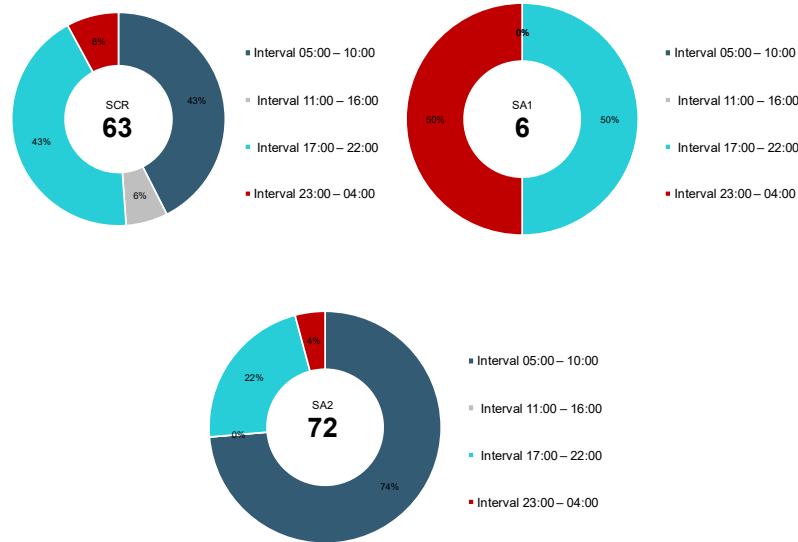


Figura 11 Distribuția orelor de stres operațional pe intervale orare – etapa 2030

Etapa 2035

Rezultatele pentru etapa 2035 indică menținerea unei concentrări a situațiilor de stres operațional în sezonul rece, în special în lunile ianuarie, februarie și decembrie, perioade caracterizate prin niveluri ridicate ale cererii de energie electrică.

În scenariul de referință (SCR), aceste situații apar punctual în lunile de iarnă, în timp ce în scenariul alternativ SA1 frecvența lor este redusă. În scenariul SA2 se observă o creștere a numărului orelor de stres operațional și a orelor cu energie nelivrată comparativ cu celelalte scenarii, acestea fiind concentrate în principal în sezonul rece.

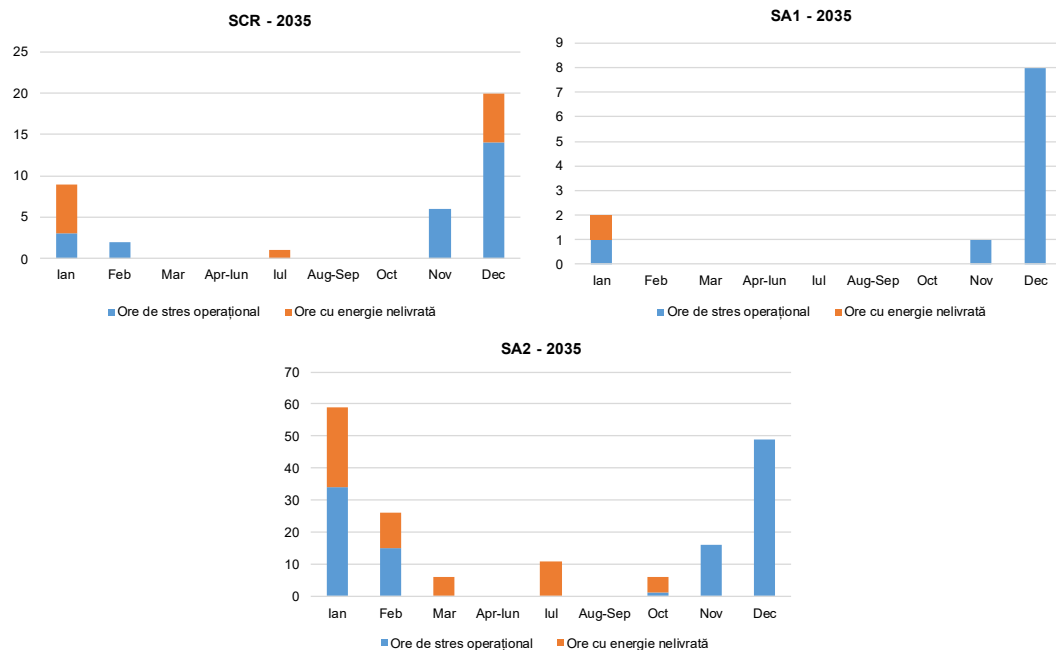


Figura 12 Distribuția lunară a orelor de stres operațional și a orelor cu energie nelivrată – etapa 2035

Distribuția pe intervale orare indică faptul că situațiile de stres operațional rămân asociate în principal intervalelor corespunzătoare vârfurilor de consum.

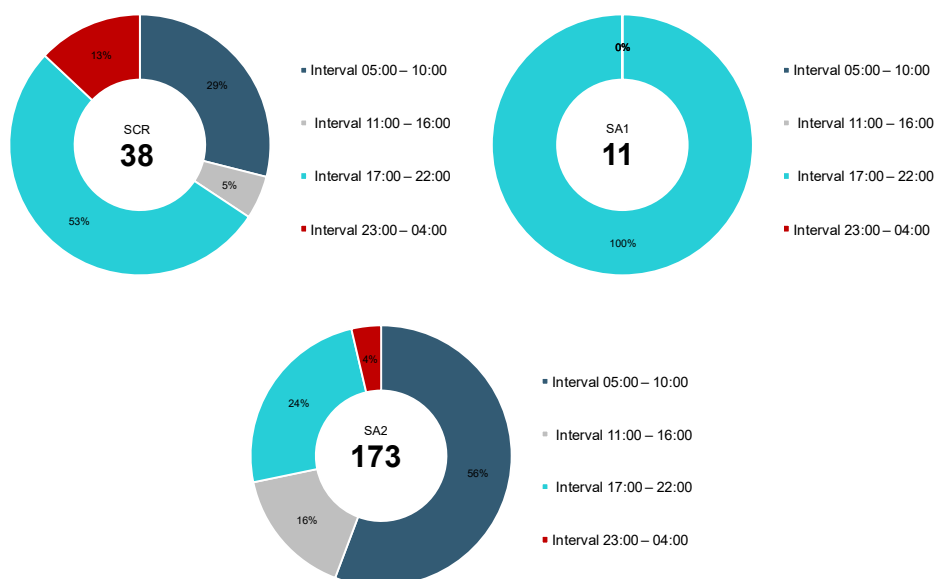


Figura 13 Distribuția orelor de stres operațional pe intervale orare – etapa 2035

EVALUARE VIABILITATE ECONOMICĂ

Ipoteze macroeconomice

Evaluarea EVA se bazează pe ipoteze tehnico-economice privind costurile de capital, costurile operaționale, durata de viață și ratele de rentabilitate (hurdle rates) pentru fiecare tehnologie. Ratele de rentabilitate reflectă profilurile de risc specifice fiecărei tehnologii și sunt utilizate pentru a determina nivelul minim de venituri necesar pentru viabilitatea investițiilor.

TABELUL 1. PARAMETRI TEHNICO ECONOMICI UTILIZAȚI ÎN ANALIZA VIABILITĂȚII ECONOMICE (EVA)

Sursa	Costuri fixe [Euro/kW/an]	CAPEX [Euro/kW]	Durata de viață [ani]	Rata minimă de rentabilitate [%]
Cărbune (Lignit) – Existent	33	-	-	-
Gaz – Existent	37	-	-	-
Gaz – Nou	32	1.500	20	9,8%
Solar	13	950	20	7,2%
Eolian	32	1.330	20	8,5%
Stocare	27	437,75	15	10%

Evaluarea viabilității economice a capacităților de producere și flexibilitate este realizată prin compararea veniturilor anuale estimate din piață cu costurile totale anuale aferente fiecărei tehnologii, pe baza rezultatelor simulărilor de dispecerizare și a prețurilor medii realizate (capture price).

Pentru fiecare tehnologie sunt determinate veniturile anuale estimate și costurile totale, incluzând costurile de operare pentru capacitățile existente și costurile totale anualizate pentru capacitățile noi. Diferența dintre veniturile estimate și costurile totale permite evaluarea marjei nete și identificarea capacităților viabile și neviabile din punct de vedere economic.

Ipoteze specifice tehnico-economice

În cadrul studiului au fost avute în vedere următoarele ipotezele specifice tehnico-economice.

TABELUL 2. COSTURI MARGINALE ALE TEHNOLOGIILOR DE GENERARE – 2027

Sursa	Cost marginal [Euro/MWh]
Cărbune (Lignit) – Existent	109,18
Gaz – Existent	103,59
Gaz – Nou	80,33
Solar	0
Eolian	0
Stocare	55 – 255

TABELUL 3. COSTURI MARGINALE ALE TEHNOLOGIILOR DE GENERARE – 2030

Sursa	Cost marginal [Euro/MWh]
Gaz – Existent	116,97
Gaz – Nou	92,49
Solar	0
Eolian	0
Stocare	26 – 51

TABELUL 4. COSTURI MARGINALE ALE TEHNOLOGIILOR DE GENERARE – 2035

Sursa	Cost marginal [Euro/MWh]
Gaz – Existent	145,34
Gaz – Nou	132,56
Solar	0
Eolian	0
Stocare	16 – 41

Analizele economice au avut la bază rezultatele obținute din simulările de piață de energie realizate cu ajutorul programului de calcul *ANTARES Simulator*, centralizate în tabelele de mai jos:

TABELUL 5. REZULTATE DE SIMULARE DE PIAȚĂ – SCENARII REPREZENTATIVE 2027

Scenariu	SCR	SA1	SA2	SA3
ENS [MWh]	36.070	3.456	290	128
LOLE [h]	143,55	11,34	2,18	1,56
RM ≤ 0	21%	7%	3%	0%
15% < RM	51%	76%	85%	97%
Prețul mediu ponderat cu consumul [Euro/MWh]	595	327	122	78

Pentru orizontul 2030 a fost analizat un scenariu suplimentar față de cele prezentate la paragraful 3 și anume SA3 – scenariu care pornește de la scenariul de referință și presupune o evoluție a capacităților regenerabile față de anul 2027 într-un ritm mai moderat, respectiv menținerea capacităților instalate în CEF și CEE și creșterea puterii instalate doar la prosumatori, cu 700 MW.

TABELUL 6. REZULTATE DE SIMULARE DE PIAȚĂ – SCENARIILE REPREZENTATIVE 2030

Scenariu	SCR	SA1	SA2	SA3
ENS [MWh]	14	5	4	47
LOLE [h]	0,69	0,2	0,17	1,58
RM ≤ 0	0%	0%	0%	6%
15% < RM	97%	100%	100%	77%
Prețul mediu ponderat cu consumul [Euro/MWh]	41,24	27,09	31,10	81,85

Pentru orizontul 2035 au fost analizate două scenarii suplimentare față de cele prezentate la paragraful 3 și anume SA3 și SA4:

- SA3 – scenariu care explorează comparativ față de SCR ipoteza reducerii semnificative a noilor capacități pe gaz, evaluând impactul unei flexibilități insuficiente asupra pieței și a veniturilor (fără CCGT Craiova, Isalnita, Turceni).
- SA4 – scenariu alternativ în care se analizează comparativ față de SCR o configurație alternativă a mixului de producere, caracterizată prin dezvoltarea extinsă a capacităților nucleare, concomitent cu realizarea parțială a noilor capacități pe gaz (CCGT Turceni 460 MW).

TABELUL 7. REZULTATE DE SIMULARE DE PIAȚĂ – SCENARIILE REPREZENTATIVE 2035

Scenariu	SCR	SA1	SA2	SA3	SA4
ENS [MWh]	180	2	2.700	153	183
LOLE [h]	6,69	0,28	50,14	5,8	6,57
RM ≤ 0	0,0%	0%	0%	1%	0%
15% < RM	97,0%	100%	100%	94%	99%
Prețul mediu ponderat cu consumul [Euro/MWh]	43,57	16,73	32,04	50,30	52,77

Rezultate EVA

Pe baza comparării veniturilor estimate cu costurile totale anuale, a fost determinată viabilitatea economică a fiecărei tehnologii în scenariile analizate. Rezultatele sintetice ale evaluării EVA sunt prezentate în tabelele următoare, evidențiind capacitățile viabile și cele pentru care apare fenomenul de „missing money”.

Rezultatele analizelor evidențiază apariția fenomenului de „missing money” pentru anumite tehnologii necesare funcționării sistemului, respectiv situațiile în care veniturile estimate în condițiile unei piețe de tip energy-only nu sunt suficiente pentru recuperarea costurilor totale și asigurarea viabilității investițiilor. Acest fenomen este determinat în principal de nivelul și volatilitatea prețurilor, de diferențele dintre prețul mediu al pieței și prețurile realizate la nivel de tehnologie, precum și de creșterea ponderii surselor regenerabile în mixul de generare.

Etapa 2027

TABELUL 8. REZULTATELE EVALUĂRII VIABILITĂȚII ECONOMICE (EVA)

Scenariu		SCR	SA1	SA2	SA3
Rezultatul evaluării EVA	Cărbune - Lignit - Existent	Viable	Viable	Viable	Not viable
	Gaz - Existent	Viable	Viable	Viable	Viable
	Gaz - Nou	Not applicable	Not applicable	Viable	Viable
	Solar - Existent	Viable	Viable	Viable	Viable
	Solar - Nou	Viable	Viable	Missing Money	Missing Money
	Eolian - Existent	Viable	Viable	Viable	Viable
	Eolian - Nou	Viable	Viable	Viable	Missing Money
	BESS - Nou	Viable	Viable	Viable	Not viable

Pe baza rezultatelor obținute, scenariile țintă recomandate a fi avute în vedere pentru orizontul 2027, atât din perspectiva adecvanței sistemului, cât și a viabilității economice, sunt scenariile **SA1** și **SA2**.

În cadrul scenariului SA2, noile capacități pe gaz contribuie la atingerea unor indicatori de adecvanță ce asigură siguranța în alimentare, iar majoritatea tehnologiilor analizate ating pragul de viabilitate economică.

Se remarcă, totuși, apariția fenomenului de missing money pentru noile capacități fotovoltaice. Pentru a evalua o posibilă soluție de acoperire a acestui deficit de venit, a fost analizată integrarea unor sisteme suplimentare de stocare a energiei electrice, dimensionate astfel încât să valorifice energia regenerabilă neutilizată (spilled energy). Rezultatele indică faptul că, prin integrarea unui BESS suplimentar, portofoliul agregat **solar + stocare** devine viabil economic, veniturile obținute din valorificarea energiei stocate compensând deficitul inițial de venit al capacităților fotovoltaice.

Astfel, asociat SA2 se recomandă ca acesta să fie completat de atingerea unui volum minim de capacitate de **stocare** de aproximativ **3.000 MW/11.000 MWh**, cu aprox. 1.400 MW/5.600 MWh mai mult față de valoarea de referință avută în vedere inițial pentru acest scenariu.

Pentru scenariul SA3, deși acesta îndeplinește cerințele de adecvanță, îmbunătățirea adusă față de scenariul SA2 este una marginală. În schimb, din punct de vedere economic, introducerea simultană a capacităților suplimentare pe gaz și menținerea capacităților pe cărbune conduce la scăderea nivelului prețurilor pe piață și la comprimarea marjelor pentru mai multe tehnologii. În aceste condiții, capacitățile pe cărbune și sistemele BESS devin neviabile economic, iar fenomenul de missing money se extinde și la noile capacități eoliene, pe lângă cele fotovoltaice.

În lumina celor de mai sus **scenariul țintă** posibil a fi avut în vedere pentru **Etapa 2027** este **scenariul alternativ SA1** care presupune menținerea în exploatare a unor capacități existente pe bază de cărbune, scenariul alternativ 2 fiind considerat un scenariu condiționat, aplicabil doar în cazul respectării calendarului de implementare a noilor capacități de generare în SEN.

Etapa 2030

În Tabelul 9 sunt prezentate sintetic rezultatele analizelor de viabilitate economică realizate asociat etapei 2030.

TABELUL 9. REZULTATELE EVALUĂRII VIABILITĂȚII ECONOMICE (EVA)

Scenariu		SCR	SA1	SA2	SA3
Rezultatul evaluării EVA	Gaz - Existent	<i>Not applicable</i>	<i>Not applicable</i>	<i>Not applicable</i>	<i>Not applicable</i>
	Gaz - Nou	Missing Money	Missing Money	Missing Money	Missing Money
	Solar - Existent	Viable	Missing Money	Missing Money	Viable
	Solar - Nou	Missing Money	Missing Money	Missing Money	Missing Money
	Eolian - Existent	Viable	Viable	Viable	Viable
	Eolian - Nou	Missing Money	Missing Money	Missing Money	<i>Not applicable</i>
	BESS - Nou	<i>Not applicable</i>	Missing Money	Missing Money	<i>Not applicable</i>

Pe baza rezultatelor obținute, scenariul considerat țintă pentru orizontul 2030, atât din perspectiva adecvanței sistemului, cât și a viabilității economice agregate, este scenariul **SA3**. În cadrul acestuia, mixul de capacități analizat permite menținerea unui nivel adecvat de siguranță în alimentare, iar majoritatea tehnologiilor analizate își mențin viabilitatea economică.

Se remarcă însă apariția fenomenului de missing money pentru noile capacități fotovoltaice. Similar abordării utilizate pentru orizontul 2027, a fost analizată integrarea unor sisteme suplimentare de stocare a energiei electrice dimensionate pentru valorificarea parțială a energiei regenerabile neutilizate (spilled energy), astfel încât ansamblul agregat **solar + stocare** să devină viabil economic.

Spre deosebire de analiza aferentă orizontului 2027, pentru anul 2030 nu se urmărește valorificarea integrală a energiei regenerabile neutilizate, ci doar a unei părți din aceasta, astfel încât nivelul energiei nevalorificate să se mențină la aproximativ **12%**. Dimensionarea realizată indică faptul că, pentru atingerea nivelului de adecvanță analizat, este necesară o capacitate totală de stocare de aproximativ 3.300 MW la nivelul sistemului în perspectiva anului 2030.

În ceea ce privește noile capacități pe gaz, analiza EVA indică persistența unui deficit de venit necesar pentru atingerea pragului de viabilitate economică în anumite scenarii. În acest context, a fost analizată necesitatea implementării unui mecanism de remunerare a capacității pentru aceste unități, astfel încât acestea să devină viabile și să poată contribui la menținerea adecvanței sistemului. Estimarea costurilor asociate unui astfel de mecanism și dimensionarea necesarului de sprijin vor fi prezentate în capitolul următor.

În ansamblu, scenariul **SA3** este recomandat ca **scenariul țintă** a fi avut în vedere pentru perspectiva **2030**, întrucât asigură un echilibru între cerințele de adecvanță ale sistemului și viabilitatea economică a investițiilor, cu recomandarea atingerii unui volum minim de capacitate de **stocare** de aproximativ **3.300 MW/12.400 MWh**.

Etapa 2035

În Tabelul 10 sunt prezentate sintetic rezultatele analizelor de viabilitate economică realizate asociat etapei 2035.

TABELUL 10. REZULTATELE EVALUĂRII VIABILITĂȚII ECONOMICE (EVA)

Scenariu		SCR	SA1	SA2	SA3	SA4
Rezultatul evaluării EVA	Gaz - Existent	Not applicable	Not applicable	Not applicable	Not applicable	Not applicable
	Gaz - Nou	Missing Money	Not applicable	Not applicable	Missing Money	Missing Money
	Solar - Existent	Viable	Missing Money	Viable	Viable	Viable
	Solar - Nou	Missing Money	Not applicable	Not viable	Missing Money	Missing Money
	Eolian - Existent	Viable	Missing Money	Viable	Viable	Viable
	Eolian - Nou	Missing Money	Not applicable	Not applicable	Missing Money	Missing Money
	BESS - Nou	Not applicable	Missing Money	Not viable	Not applicable	Viable

În cadrul analizei EVA pentru orizontul 2035, contribuția resurselor de tip Demand Side Response (DSR) nu a fost modelată explicit. În mod similar abordării utilizate în alte studii europene de adecvanță, aceste resurse sunt considerate oportunități determinate de mecanismele pieței și viabile din punct de vedere economic, fără a necesita demonstrarea viabilității în cadrul unei analize de tip EVA. În consecință, DSR este tratat ca o resursă determinată de piață, iar includerea sa explicită în modelul EVA nu este necesară pentru evaluarea viabilității economice a noilor capacități de producere.

Pe baza rezultatelor obținute, scenariul recomandat a fi avut în vedere ca scenariu țintă pentru orizontul 2035, atât din perspectiva adecvanței sistemului, cât și a viabilității economice agregate, este scenariul **SA4**, care include ipoteze strategice de dezvoltare a capacităților de generare și anume dezvoltarea completă a capacităților nucleare planificate (unitățile 3 și 4 CNE Cernavodă și reactoarele modulare mici – SMR) și realizarea noii capacități CCGT Turceni 460MW. Integrarea acestor capacități contribuie la stabilitatea producției de bază și la menținerea unui nivel adecvat de siguranță în alimentare.

Creșterea semnificativă a capacităților regenerabile conduce însă la extinderea fenomenului de missing money, acesta manifestându-se nu doar la nivelul noilor capacități fotovoltaice și pe gaz, ci și la nivelul noilor capacități eoliene. Creșterea ponderii producției din surse regenerabile determină scăderea prețurilor în perioadele cu producție ridicată și comprimarea veniturilor, afectând viabilitatea economică a investițiilor.

Pentru limitarea acestui efect, a fost analizată utilizarea unor sisteme suplimentare de stocare a energiei electrice pentru valorificarea energiei regenerabile neutilizate. Analiza a vizat atât producția fotovoltaică, cât și producția eoliană, fiind considerată o valorificare parțială a energiei excedentare astfel încât nivelul energiei nevalorificate (spilled energy) să fie menținut în jurul valorii de aproximativ 12%. Rezultatele indică necesitatea instalării unui volum suplimentar de capacități de stocare care conduce la un necesar total de aproximativ 4.800 MW/18.400 MWh, cu circa 1.500 MW/6.000 MWh peste necesarul estimat pentru orizontul 2030.

În ceea ce privește capacitățile pe gaz, analiza evidențiază menținerea unui deficit de venit necesar atingerii pragului de viabilitate economică. În acest context, a fost analizată necesitatea implementării unui mecanism de remunerare a capacității pentru aceste unități, astfel încât acestea să poată contribui la menținerea adecvanței sistemului.

În ansamblu, scenariul **SA4** este recomandat ca **scenariu țintă** a fi avut în vedere pentru perspectiva **2035**, întrucât asigură un echilibru între adecvanța sistemului și viabilitatea economică agregată a mixului de capacități, cu recomandarea atingerii unui volum minim de capacitate de stocare de aproximativ **4.800 MW/18.400 MWh**.

CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Scenariile analizate în cadrul studiului sunt prezentate sintetic în figura de mai jos.

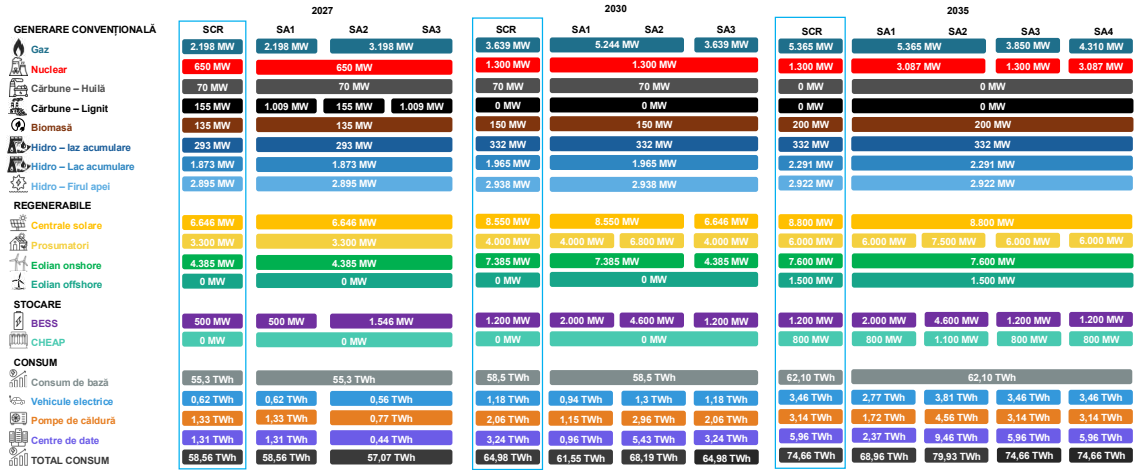


Figura 14 Scenarii de calcul analizate – Etapa 2027, 2030, 2035

În cadrul analizelor de evaluare a viabilității economice au fost considerate scenarii suplimentare față de scenariile analizate inițial din punct de vedere tehnic, pentru identificarea mixului de generare recomandat a fi avut în vedere asociat palierele 2030, respectiv 2035.

Rezultatele de calcul obținute în urma evaluării scenariilor reprezentative pentru etapa 2027, etapa 2030, respectiv etapa 2035 sunt prezentate sintetic în Tabelul 11 precum și în Figura 15.

TABELUL 11 – SINTEZA REZULTATELOR DE CALCUL PENTRU ETAPELE ANALIZATE

ETAPA	SCENARIU ANALIZAT	ENS	LOLE	ENERGIE NEVALORIFICATĂ
		MWh	h	%
2027	SCR	36.070	143,55	14%
	SA1	3.456	11,34	16%
	SA2	290	2,18	14%
	SA3	128	1,56	14%
2030	SCR	14	0,69	18%
	SA1	5	0,2	20%
	SA2	4	0,17	18%
	SA3	47	1,58	13%
2035	SCR	180*	6,69	18%
	SA1	2	0,28	24%
	SA2	2700	50,14	18%
	SA3	153**	5,8	16%
	SA4	183***	6,57	22%

* 50% din cazuri sunt asociate unor necesități de dezvoltare punctuală a rețelei electrice interne pentru deservirea nivelului de consum și nu insuficienței de putere generată în sistem;

** 60% din cazuri sunt asociate unor necesități de dezvoltare punctuală a rețelei electrice interne pentru deservirea nivelului de consum și nu insuficienței de putere generată în sistem;

*** 90% din cazuri sunt asociate unor necesități de dezvoltare punctuală a rețelei electrice interne pentru deservirea nivelului de consum și nu insuficienței de putere generată în sistem.

Indicatori specifici de adecvanță SEN	2027				2030				2035				
	SCR	SA1	SA2	SA3	SCR	SA1	SA2	SA3	SCR	SA1	SA2	SA3	SA4
ENS – Energy Not Supplied (Energia nelivrată)	36.070 MWh	3.456 MWh	290 MWh	129 MWh	14 MWh	5 MWh	4 MWh	47 MWh	180 MWh	2 MWh	2780 MWh	153 MWh	183 MWh
LOLE – Loss of Load Expectation (Pierdere de sarcină așteptată)	143,59 ore	11,34 ore	2,18 ore	1,56 ore	0,89 ore	0,2 ore	0,17 ore	1,52 ore	6,69 ore	0,28 ore	50,14 ore	5,8 ore	6,57 ore
LOLP – Loss of Load Probability (Probabilitate pierdere de sarcină)	1,64 %	0,13 %	0,025 %	0,02 %	0,008 %	0,0023 %	0,0019 %	0,018 %	0,08 %	0,0032 %	0,572 %	0,065 %	0,075 %
Număr situații stres operațional cu apariție ENS	457	123	25	12	6	4	4	6	13	1	58	6	13
VOLL – Value of Lost Load (Valoarea energiei nelivrate)	6.800 Euro/MWh				7.200 Euro/MWh				8.350 Euro/MWh				
CONE – Cost of New Entry (Cost investiție în capacități noi)	Gas – 726.451 Euro/MW				Gas – 726.461 Euro/MW				Gas – 726.461 Euro/MW				
	Solar – 2.123.752 Euro/MW				Solar – 2.123.752 Euro/MW				Solar – 2.123.752 Euro/MW				
	Eolian onshore – 1.624.626 Euro/MW				Eolian onshore – 1.624.626 Euro/MW				Eolian onshore – 1.624.626 Euro/MW				
	Eolian offshore – 5.259.119 Euro/MW				Eolian offshore – 5.259.119 Euro/MW				Eolian offshore – 5.259.119 Euro/MW				
	BESS – 85.102 Euro/MW				BESS – 85.102 Euro/MW				BESS – 85.102 Euro/MW				
LOLE _{ref} – Reference LOLE (LOLE de referință)	13 ore				12 ore				2 ore				
	CHEAP – 1.523.090 Euro/MW				CHEAP – 1.523.090 Euro/MW				CHEAP – 1.523.090 Euro/MW				
	DSR – 19.697 Euro/MW								DSR – 19.697 Euro/MW				

Figura 15 Indicatori de adecvanță SEN – Etapa 2027, 2030, 2035

Analiza tehnică a scenariilor evaluate pentru etapele 2027, 2030 și 2035 a permis evidențierea distribuției temporale a situațiilor de stres operațional și a orelor cu energie nelivrată în cadrul sistemului electroenergetic. Rezultatele indică faptul că aceste situații sunt concentrate în principal în perioadele caracterizate prin niveluri ridicate ale cererii de energie electrică, în special în sezonul rece și în intervalele orare asociate vârfurilor de consum.

Distribuția lunară arată că majoritatea situațiilor de stres operațional apar în lunile de iarnă, în special în lunile ianuarie, februarie și decembrie, când cererea de energie electrică este ridicată. Orelor cu energie nelivrată apar punctual în aceleași perioade, reflectând condiții de încărcare ridicată a sistemului.

Comparativ cu scenariul de referință, scenariile alternative analizate conduc în general la reducerea frecvenței situațiilor cu energie nelivrată și la îmbunătățirea comportamentului sistemului în condiții de stres operațional. În același timp, distribuția temporală a acestor situații rămâne determinată în principal de sezonalitatea cererii și de evoluția mixului de producere.

În urma analizelor tehnico-economice efectuate în cadrul studiului au putut fi evidențiate următoarele aspecte specifice privind funcționarea SEN:

- Analiza indicatorilor specifici de adecvanță în **Scenariile Centrale de Referință (SCR)** a evidențiat:
 - **Etapa 2027** - Imposibilitatea respectării nivelului limită de adecvanță impus (depășire de peste 10 ori a valorii de referință pentru LOLE, risc global **energie nealimentată de aprox. 36 000 MWh anual - echivalentul a peste 10.200 de locuințe la nivel național**). Nevoie de analiză viabilitate economică din perspectiva suplimentării surselor de generare la nivel național în vederea încadrării în limitele impuse de adecvanță;
 - **Etapa 2030** – Posibilitatea respectării nivelului limită de adecvanță impus (LOLE mai mic decât valoarea de referință impusă, **risc global energie nealimentată nesemnificativ**). Nevoie de analiză viabilitate economică din perspectiva reducerii surselor de generare la nivel național însă cu încadrarea în limitele impuse de adecvanță;

- **Etapa 2035** – Risc marginal privind imposibilitatea respectării nivelului limită de adecvanță impus (LOLE mai mare decât valoarea de referință impusă, **risc global energie nealimentată marginal** - posibil a fi evitat din dezvoltări punctuale ale rețelei electrice interne corelate cu dezvoltarea nivelului de consum). Nevoie de analiză viabilitate economică din perspectiva optimizării mixului de surse generatoare la nivel național cu încadrarea în limitele impuse de adecvanță.
- **Scenariile recomandate a fi avute în vedere** pentru respectarea criteriilor de adecvanță la nivel național sunt selectate pe baza capacității acestora de a asigura adecvanța sistemului, fiind prioritizate acele opțiuni care asigură respectarea indicatorilor de adecvanță în mod independent, luând în considerare și un mix de surse generatoare viabil din punct de vedere economic:

- **Etapa 2027** - scenariul a fi avut în vedere este **scenariul alternativ 1 (SA1)**, care presupune menținerea în exploatare a unor capacități existente pe bază de cărbune. Acest scenariu permite încadrarea indicatorilor în limitele impuse de adecvanță și asigură un nivel adecvat de securitate a alimentării.

În acest caz, indicatorii de adecvanță sunt respectați, însă la limita valorilor de referință cu un preț mediu al energiei electrice per ansamblu sistem mai mare decât în cazul SA2.

Scenariul alternativ 2 (SA2), care include punerea în funcțiune a Centralei Mintia și dezvoltarea unor capacități suplimentare de stocare (aprox. 2.500 MW), conduce la rezultate superioare din punct de vedere al adecvanței și al performanței economice a sistemului. Cu toate acestea, SA2 este considerat un scenariu condiționat, aplicabil doar în cazul respectării calendarului de implementare a noilor capacități.

Din perspectivă financiară, **prețul mediu al energiei electrice** estimat a fi atins per ansamblu sistem asociat scenariului recomandat a fi avut în vedere pentru etapa 2027 este **327 Euro/MWh** (reducere de aproximativ 45% față de valoarea asociată scenariului SCR).

Din perspectiva dependenței SEN de importurile prin intermediul interconexiunilor disponibile la nivel național la Etapa 2027 se remarcă că și în scenariul SA1 **“calitatea” de importator net a SEN** este menținută la valoarea de aprox. **11 TWh anual** (redușă la aprox. 78% față de SCR).

- **Etapa 2030** – scenariul a fi avut în vedere este scenariul alternativ 3 (SA3), cu recomandarea atingerii unui volum minim de capacitate de **stocare** de aproximativ **3.300 MW/12.400 MWh**.

În lipsa introducerii unei capacități suplimentare de aproximativ 650 MW în centrale pe gaze naturale față de ipotezele aferente anului 2027, se recomandă păstrarea unei capacități echivalente în surse de generare pe cărbune asociat rezervei strategice a fi avută în vedere pentru etapa 2030.

Din perspectivă financiară, **prețul mediu al energiei electrice** estimat a fi atins per ansamblu sistem asociat scenariului recomandat a fi avut în vedere pentru etapa 2030 este de aprox. **82 Euro/MWh** (reducere de aproximativ 75% față de valoarea asociată scenariului țintă recomandat pentru Etapa 2027).

Din perspectiva dependenței SEN de importurile prin intermediul interconexiunilor disponibile la nivel național la Etapa 2030 se va putea limita “calitatea” de importator net a SEN la cel mult **3,2 TWh anual**.

- **Etapa 2035** – scenariul a fi avut în vedere este scenariul alternativ 4 (SA4), corelat cu strategia de dezvoltare a surselor de generare la nivel național, cu recomandarea atingerii unui volum minim de capacitate de **stocare** de aproximativ **4.800 MW/18.400 MWh** în baterii electrice respectiv de minim **800 MW în CHEAP**.

Din perspectivă financiară, **prețul mediu al energiei electrice** estimat a fi atins per ansamblu sistem asociat scenariului recomandat a fi avut în vedere pentru etapa 2035 este de aprox. **53 Euro/MWh** (reducere de aproximativ 35% față de valoarea asociată scenariului țintă recomandat la Etapa 2030).

Din perspectiva dependenței SEN de importurile prin intermediul interconexiunilor disponibile la nivel național la Etapa 2035 se va putea îndeplini **calitatea de exportator net a SEN** asociat unei valori de aprox. **3,2 TWh anual**.

- Pentru oricare dintre cele trei etape de timp analizele tehnico-economice au confirmat ca inoportună închiderea unor capacități de generare existente înainte de punerea în funcțiune a capacităților noi prognozate.
- **Fundamentarea implementării unui mecanism de capacitate la nivel național:**
 - **Etapa 2027** – nu este cazul
 - **Etapa 2030** – Rezultatele analizelor întreprinse au confirmat necesitatea implementării unui **mechanism de rezervă strategică** pentru o cantitate de **650 MW** în centrale pe gaze naturale, asociat Scenariului Central de Referință.
 - **Etapa 3035** – Rezultatele analizelor întreprinse au confirmat necesitatea implementării unui **mechanism de rezervă strategică** pentru o cantitate de **460 MW** în centrale pe gaze naturale, suplimentar capacității identificate cu același rol la nivelul etapei 2030.
 - Având în vedere pe de o parte costurile ridicate pentru implementarea unui mecanism de capacitate la orizontul 2030 sau 2035, iar pe de altă parte posibilitatea îndeplinirii criteriilor tehnice generale de adecvanță fără considerarea surselor de putere suplimentare analizate (650 MW la etapa 2030, respectiv 460 MW la etapa 2035), în baza analizelor întreprinse în prezentul studiu **nu se recomandă implementarea unui mecanism de capacitate la nivel național**.
 - Se recomandă asociat perspectivei pe termen lung (Etapa 2035) reluarea analizelor detaliate pentru fundamentarea necesității menținerii unor unități generatoare ca rezervă strategică sau a necesității de implementare a unui mecanism de capacitate, având în vedere incertitudinile legate de evoluția condițiilor economice la nivel național și de evoluția SEN în ansamblu.
- Evaluarea rezilienței SEN din perspectiva comparativă cu celelalte state din Europa centrală și de sud-est a evidențiat condiții de similaritate asociat tuturor indicatorilor specifici de evaluare a adecvanței avuți în vedere: VoLL, CONE, LOLE_{referință} (RS).

- Evaluarea impactului implementării în cadrul SEN a cerinței impuse la nivel european de asigurare în piața intra-day a unei rezerve de minim 70% dedicată tranzitelor interzonale de putere prin intermediul liniilor de interconexiune a confirmat pentru rețeaua electrică internă de transport a SEN un nivel de încărcare în limitele admisibile chiar și asociat situațiilor în care tranzitele interzonale sunt maximizate pentru etapele 2027 și 2030. Pentru etapa 2035 se remarcă tendința de congestionare a zonei de vest a RET în contextul creșterii valorii NTC pe granița cu Ungaria, creștere impusă de realizarea LEA 400kV Oradea-Jozsa și de necesitatea îndeplinirii criteriului 70%. Pentru a crește valoarea NTC pe granița cu Ungaria după realizarea LEA 400kV Oradea – Jozsa, vor fi necesare dezvoltări ale rețelei interne. Se recomandă determinarea acestora în cadrul studiilor specifice realizate la nivelul OTS privind planificarea dezvoltării RET.
- Evaluarea capacității de apărare și de restaurare în eventualitatea unui colaps total sau parțial al SEN, la nivelul etapelor 2027, 2030, 2035 a confirmat posibilitatea menținerii unui nivel ridicat de apărare și de restaurare a SEN chiar și în condițiile în care mixul de generare atinge valori maxime ale SRE, asociat scenariului recomandat a fi avut în vedere, după cum urmează:
 - Etapa 2027
 - $P_{ICEF + CEE} = 14.331 \text{ MW}$
 - $P_{IBESS} = 3.000 \text{ MW}$
 - Etapa 2030
 - $P_{ICEF + CEE} = 15.031 \text{ MW}$
 - $P_{IBESS} = 3.300 \text{ MW}$
 - Etapa 2035
 - $P_{ICEF + CEE} = 23.900 \text{ MW}$
 - $P_{IBESS} = 4.800 \text{ MW}$

1. SCOP

În conformitate cu Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare, serviciul de transport constituie serviciu public, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. – în calitatea sa de Operator de Transport și Sistem conform Licenței 161/2000 acordate de către ANRE – asigurându-l în condiții nediscriminatorii pentru toți utilizatorii RET, cu respectarea normelor și performanțelor prevăzute în Codul Tehnic al RET și mai ales în noile coduri europene emise de către ENTSO – E și legiferate prin regulamente europene.

Astfel, funcționarea SEN în condiții de siguranță și stabilitate în concordanță cu cerințele impuse de standardele de calitate, nivelul de performanță și standardele ENTSO – E, reprezintă un obiectiv fundamental asumat de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., asigurând în acest fel, atât nivelul corespunzător de adecvanță a SEN, funcționarea eficientă a pieței de energie, cât și garantarea accesului la rețeaua electrică de transport, în condiții de transparență și echidistanță pentru toți utilizatorii rețelei.

Adecvanța este definită ca fiind “capacitatea sistemului electroenergetic de a satisface în permanență cererile de putere și energie ale consumatorilor, luând în considerare ieșirile din funcțiune ale elementelor sistemului, atât cele programate cât și cele rezonabil de așteptat a se produce neprogramat”.

Uniunea Europeană este lider în ceea ce privește protecția climei, continentul european urmărind să devină neutru din punct de vedere climatic, până în anul 2050. În consecință, UE a inițiat și continuă să dezvolte un pachet de politici solid, în vederea atingerii acestui deziderat. Astfel, în anul 2019 a fost elaborat acordul European Green Deal, prin care se urmărește reducerea emisiilor nete de gaze cu efect de seră cu cel puțin 55 % până în anul 2030 (comparativ cu anul 1990), urmat în anul 2021 de pachetul legislativ Fit for 55 și respectiv inițierea în anul 2022, ca răspuns la dificultățile generate de perturbarea pieței globale a energiei cauzate de contextul geopolitic, Planul REPowerEU. Strategia REPowerEU reprezintă o propunere prin care se dorește realizarea unei Europe independente de combustibilii fosili și accelerarea tranziției la energie regenerabilă (verde).

Regulamentele europene aferente legislației climatice, transformă ambiția politică de a atinge neutralitatea climatică până în anul 2050 într-o obligație legală pentru toate țările membre ale UE. Acest obiectiv este obligatoriu din punct de vedere juridic și se bazează pe o evaluare a impactului, care a fost realizat de către Comisia Europeană.

De asemenea, la nivel de UE au fost elaborate în ultimii ani o serie de regulamente (coduri europene de rețea), care impun restricții mult mai severe în ceea ce privește funcționarea sistemelor electroenergetice și condițiile pe care trebuie să le îndeplinească utilizatorii RET (condiții de siguranță în funcționare, de adecvanță și echilibrare, de funcționare a piețelor de energie, de transparență etc.), aspect care conduce la necesitatea unor evaluări periodice privind perspectiva funcționării acestor sisteme.

Luând în considerare cele anterior menționate, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. a considerat necesară elaborarea unui nou studiu dedicat adecvanței SEN, în care evaluările și prognozele să fie făcute în linie cu noile provocări asupra SEN în contextul implementării noilor reglementari Europene, adaptat la contextul economic, social și geopolitic contemporan.

Studiul de adecvanță reprezintă un instrument de planificare esențial al CNTEE Transelectrica SA, rezultatele acestuia reprezentând date și informații care se vor lua în considerare la elaborarea studiilor de planificare operațională, respectiv pentru Planul de dezvoltare a RET pentru zece ani (actualizările bienale).

La nivel național, studiul poate fi folosit de către autoritățile române și europene, servind ca element de susținere pentru elaborarea previziunilor economice, strategiilor de dezvoltare și a prognozelor politice, economice și sociale, fiind necesar atât la nivel executiv (guvern/ministere), autorități de reglementare, comisii naționale, cât și de către instituțiile politice ale statului (Parlament), inclusiv în relația cu organismele de conducere europene, pentru fundamentarea/justificarea unor decizii care au impact național. De asemenea, poate fi folosit de către participanți și investitori în elaborarea planurilor de afaceri, evaluările proiectelor de investiții, politicile comerciale etc.

Obiectivul specific preconizat a fi atins prin dezvoltarea acestui studiu, este reprezentat de identificarea provocărilor cu care se poate confrunta SEN în perioada 2025-2030, dar și la nivelul anului 2035, în ceea ce privește asigurarea adecvanței, respectiv a echilibrului continuu dintre cererea și producția de energie electrică în contextul unei noi structuri de producție, caracterizată de o mai mare volatilitate, conform cu cerințele Regulamentelor Europene și a standardelor ENTSO-E,

Un alt obiectiv specific îl constituie identificarea măsurilor de tratare a eventualelor riscuri și vulnerabilități pentru a menține siguranța alimentării în SEN la un nivel acceptabil.

1.1. Introducere

Asociat contractului C1682/06.05.2025 încheiat între CNTEE Transelectrica S.A în calitate de Beneficiar și Tractebel Engineering în calitate de Prestator pentru elaborare *Studiu de adecvanță a SEN pentru orizontul 2030, în noul context legislativ european privind tranziția către energia regenerabilă* au fost derulate 6 etape distincte după cum urmează:

- Etapa inițială – Workstatement,
- Etapa I – Fundamentarea scenariilor de analiză,
- Etapa II – Evaluarea scenariilor de analiză,
- Etapa III – Context Adecvanță SEN,
- Etapa IV – Indicatori Adecvanță SEN,
- Etapa V – Interpretarea rezultatelor de calcul.

În urma parcurgerii tuturor etapelor de mai sus a fost întocmit un Raport Final Consolidat care cuprinde prezentarea tuturor activităților și analizelor efectuate pentru identificarea provocărilor cu care se poate confrunta SEN în perioada 2025-2030, dar și la nivelul anului 2035, în ceea ce privește asigurarea adecvanței.

Raportul Final Consolidat pus la dispoziție de Prestator și avizat de către CNTEE Transelectrica S.A. prin aviz CTES nr. 206/27.03.2026 este ilustrat sintetic sub forma prezentului raport în vederea diseminării rezultatelor obținute către toate autoritățile publice interesate și către toți consumatorii finali deserviți prin intermediul rețelei electrice de transport și al rețelelor electrice de distribuție din România.

1.2. Aspecte specifice fiecărei etape de analiză

Conform caietului de sarcini, fiecare etapă a cuprins mai multe activități.

- Etapa I – Fundamentarea scenariilor de analiză,

„3.4.1. elaborarea scenariilor privind evoluția cererii de energie electrică în funcție de evoluția social – economică din România și – determinarea curbelor orare de sarcină, cu încorporarea influenței condițiilor meteorologice.”

„3.4.2. elaborarea scenariilor privind evoluția capacității de producere disponibile în SEN pe tipuri de surse primare în perioada 2025 – 2030, dar și la nivelul anului 2035 pe baza informațiilor de la producători și a documentelor emise de Guvernul României sau de ministerele de resort și pe baza Planului Național Integrat Energie și Schimbări Climatice – PNIESC (țintele naționale asumate, puneri în funcțiune de noi capacități din surse regenerabile sau mai puțin poluante – gaz natural, capacități hidroelectrice și nuclearelectrice); se va avea în vedere creșterea capacităților de interconexiune etc.”

„3.4.3. elaborarea unor scenarii alternative de alimentare cu energie electrică din România către Republica Moldova și Ucraina (ex., 500 MW în anul 2027, 1.000 MW în anul 2030 sau alte scenarii stabilite la momentul demarării studiului, în etapa de workstatement);”

- Etapa II – Evaluarea scenariilor de analiză,

„3.4.4. determinarea modului de acoperire a consumului și a rezervelor în SEN la nivelul anului 2030, în cazul situațiilor de stres operațional în SEN, respectiv în situațiile cele mai defavorabile, atât în sezonul de vară când sistemul se poate confrunta cu secetă extremă și temperaturi foarte ridicate pe o perioadă îndelungată (30 de zile consecutive), cât și în sezonul de iarnă, când se pot întâlni temperaturi foarte scăzute (sub -20 °C) pe o perioadă de cel puțin 10 zile consecutive, inclusiv cu luarea în considerare a unui volum minim de producție în centralele pe cărbune care utilizează combustibili indigeni;”

„3.4.5. determinarea necesarului optim de producție în SEN pe tip de resurse primare, în vederea asigurării flexibilității în SEN (evaluare capacități clasice - tip CCGT, instalare de capacități de stocare a energiei în baterii, centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompare) și evaluarea potențialului de instalare a noi capacități de asigurare a flexibilității în SEN. Analiza facilităților de stocare, de la instalarea în sistem a bateriilor de stocare de mare capacitate, a bateriilor de capacitate redusă instalate la consumatorii finali/prosumatori/ consumatori casnici, inclusiv vehicule conectate la rețea (Vehicle-to-Grid), care au capacitate bidirecțională);”

„3.4.6. analiza potențialului de dezvoltare a componentei de răspuns al consumului în cadrul adecvanței SEN (DSR); evoluția capacității consumatorilor comandabili/dispecerizabili potențiali pentru diferite paliere de prețuri PZU (DSR explicit), instalații de stocare, posibilități noi de furnizare a necesarului de rezerve de putere activă din sistem, pe tipuri de rezerve; evaluarea posibilităților de răspuns al marilor consumatori la cerințele sistemului, prin reducerea consumului în anumite intervale sau amânarea acestuia, în funcție de eventualele restricții de rețea sau aspecte de piață (profilarea/optimizarea consumului în funcție de curba de consum a SEN, profilarea în funcție de prețul din piețele de energie, sau alte aspecte care pot fi luate în calcul).”

- Etapa III – Context Adecvanță SEN,

„3.4.7. prezentarea generală a situațiilor energetice similare din țările din zona de sud – est a Europei și din Europa centrală în ceea ce privește situația existentă, perspectiva până în anul 2030, structura de producție, flexibilitate, tipul de rezerve utilizate standard, cât și strategice și impactul (dacă există) asupra evoluției și asigurării adecvanței sistemelor și a funcționării piețelor/schimburilor transfrontaliere; amploarea acestei prezentări se va stabili de comun acord de către Beneficiar împreună cu Prestatorul, atât în etapa inițială de workstatement cât și pe parcursul elaborării studiului, dacă informațiile aferente sunt considerate necesare/utile;”

„3.4.8. evaluarea lichidității serviciilor de sistem pentru anul 2030 (RSF, RRFa, RRFm și RI) știut fiind faptul că participarea producătorilor la această piață, presupune punerea la dispoziția OTS a unor capacități care nu vor fi neapărat utilizate, ceea ce ar putea conduce la o diminuare a încasărilor la acești producători (producătorii încasând doar contravaloarea capacității oferite, nu și a energiei corespunzătoare care ar fi putut fi livrată în sistem); astfel, deși producătorii ar putea obține un venit suplimentar din punerea la dispoziția OTS a rezervelor, în cazul în care acestea nu sunt activate, posibilitatea de a obține un venit din vânzarea energiei este pierdută; în consecință, este de luat în calcul un compromis în vederea obținerii unui optim în ceea ce privește ofertele de rezerve și de energie utilizată; de asemenea, se va evalua impactul asupra adecvanței generat de cuplarea piețelor de echilibrare la nivel european, prin participarea CNTEE Transelectrica SA la proiectele MARI și PICASSO;”

„3.4.9. evaluarea posibilității de a utiliza procesul de punere în comun sau de schimb de rezerve cu partenerii din interconexiune;”

„3.4.10. evoluția prosumatorilor și a capacităților fotovoltaice instalate la consumatori în scopul reducerii consumului de energie electrică la nivelul sistemului, precum și a potențialului de asigurare a facilităților de stocare la sediul acestora sau în proximitate (evaluare deterministă);”

- Etapa IV – Indicatori Adecvanță SEN

„3.4.11. evaluarea capacității transfrontaliere a SEN în relație cu capacitățile transfrontaliere din zona de sud-est a Europei și cu cea a Europei Centrale. Impactul cerintelor din regulamentele Europene (CEP70 – minRAM 70 %) și efectul acestora asupra circulațiilor de putere activă și reactivă în SEN, în contextul structurii producției prognozate pentru anul 2030;”

„3.4.12. realizarea simulărilor de piață pentru surprinderea unui număr semnificativ de evenimente neplanificate care pot apărea în sistem, generate de valorile variabilelor stocastice ce definesc cererea, generarea și disponibilitatea rețelei de transport, a căror combinație poate influența nivelul de adecvanță a sistemului, cu ajutorul programelor de modelare specifice, cu multiple iterații Monte-Carlo – care simulează, pe baza probabilităților de avarie specifice, indisponibilitatea liniilor (de interconexiune) și/sau a grupurilor generatoare, pentru scenariile meteorologice reprezentative din eșantionul celor 36 de ani-tip disponibili în Baza de date climatice PECD. Determinarea indicatorilor specifici de fiabilitate la nivelul SEN, pe baza metodologiilor ENTSO-E/ACER (ERAA, EVA), în principal energia nelivrată (ENS) și LOLE (loss of load expectation);”

„3.4.13. evaluarea rezilienței SEN și a sistemelor din zona de sud – est a Europei și din cea a Europei Centrale; va fi inclusă o analiză a valorilor țintă standardizate LOLE, respectiv a valorii VOLL evaluate pentru România;”

- Etapa V – Interpretarea rezultatelor de calcul.

„3.4.14. identificarea necesității implementării la nivel național a unor măsuri suplimentare în piață pentru asigurarea nivelului optim de siguranță în alimentarea cu energie electrică (oportunitate mecanism de capacitate/determinare rezerve de capacitate/rezerve strategice în SEN, cu estimarea costurilor asociate acestui mecanism);”

„3.4.15. evaluarea capabilităților de apărare și de restaurare în cazul unui colaps total sau parțial al SEN, în contextul creșterii capacității instalate în centrale cu resurse regenerabile și scoaterea din funcțiune a surselor clasice de energie, respectiv cu luarea în considerare a centralelor care utilizează gaze naturale;”

„3.4.16. rezumatul studiului, concluzii și recomandări.”

2. METODOLOGIE

2.1. Structura scenariilor analizate

Definirea scenariilor de analiză a fost realizată printr-o abordare integrată, prin care s-a determinat evoluția consumului de energie electrică și disponibilitatea și structura capacităților de generare, luând în considerare obiectivele naționale și europene privind tranziția energetică, tendințele tehnologice și contextul socio-economic.

Pornind de la scenariile deja stabilite de Beneficiar pentru orizonturile de timp 2025, 2030 și 2035 în cadrul Planului de Dezvoltare a RET, precum și de la informațiile complementare furnizate de acesta ca date de intrare, Prestatorul a elaborat scenariile reprezentative privind evoluția cererii și ofertei de energie electrică la nivel național. Aceste scenarii iau în considerare perspectivele de evoluție socio-economică a României și evoluția capacităților de producere disponibile în Sistemul Electroenergetic Național (SEN) pentru orizonturile de timp analizate.

Pe lângă datele primite de la Beneficiar, în procesul de fundamentare au fost utilizate și informații suplimentare puse la dispoziție de alți stakeholderi relevanți, în special Ministerul Energiei, care au permis completarea și rafinarea ipotezelor de lucru.

Metodologia propusă de Prestator se fundamentează pe experiența acumulată în anticiparea ipotezelor-cheie necesare construirii scenariilor de analiză la nivel național, atât din perspectiva consumului, cât și a generării.

Din perspectiva consumului, s-a luat în considerare consumul intern casnic și industrial prognozat de Beneficiar și primit în cadrul datelor de intrare, la care se adaugă consumatori noi, rezultați din:

- electrificarea transportului (vehicule electrice și plug-in hibrid),
- electrificarea clădirilor (pompe de căldură) și
- dezvoltarea centrelor de date.

Pentru fiecare categorie de consumatori noi au fost elaborate trei traiectorii de evoluție (pesimistă, realistă și optimistă), calibrate pe baza ipotezelor socio-economice, a politicilor publice și a programelor de sprijin. Modelarea a inclus atât valori anuale, cât și profiluri orare, pentru a surprinde impactul asupra rețelei în diferite intervale de timp și în condiții de sarcină maximă.

Din perspectiva generării, scenariile au fost configurate pornind de la capacitățile instalate existente, proiectele aflate în diferite stadii de dezvoltare și planurile de retragere a unor unități din exploatare. Structura de generare a fost definită pe baza:

- datelor de intrare furnizate de Beneficiar privind capacitățile existente și proiectele în curs;
- informațiilor complementare puse la dispoziție de alți stakeholderi (ex. Ministerul Energiei);
- surselor publice și documentelor strategice naționale și europene.

Au fost luate în considerare ritmurile de implementare a noilor surse regenerabile, extinderea capacităților utilizate pentru flexibilitatea sistemului (baterii, centrale pe gaze, hidrocentrale cu acumulare), dezvoltarea infrastructurii de transport, precum și capacitățile de schimb transfrontalier. Mixul de producție rezultat a fost adaptat pentru fiecare scenariu astfel încât să fie coerent cu traiectoriile de consum și să permită testarea gradului de adecvanță și flexibilitate a sistemului. Modelarea a inclus atât niveluri anuale de producție, cât și profile orare, pentru a evidenția gradul de acoperire a consumului și eventualele perioade de deficit sau excedent energetic.

Această abordare integrată asigură consistența ipotezelor între componenta de consum și cea de producție, oferind o bază solidă pentru evaluarea impactului fiecărui scenariu asupra funcționării, siguranței și stabilității SEN în perspectivele de timp analizate.

2.2. Indicatori specifici de adecvanță monitorizați

În conformitate cu practica europeană și metodologia adoptată de ACER, adecvanța sistemului electroenergetic național este caracterizată printr-o serie de indicatori de fiabilitate și cost, dintre care cei mai relevanți sunt:

- **VoLL (Value of Lost Load) – Valoarea energiei nelivrate** – reprezintă valoarea monetară asociată cu energia electrică nelivrată către consumatori, exprimată în €/MWh;
- **CONE (Cost of New Entry) – Costul de investiție pentru o nouă capacitate** – se definește ca valoarea costului anualizat asociat introducerii unei noi unități de capacitate de producere a energiei electrice, raportat la puterea instalată, exprimată în €/MW/an;
- **LOLE (Loss of Load Expectation) - Pierdere de sarcină așteptată** – se definește ca numărul de ore estimate statistic în care producția de energie nu poate acoperi consumul, luând în considerare atât capacitățile de generare, cât și interconexiunile disponibile, raportat la nivelul unui an;
- **LOLP (Loss of Load Probability) – Probabilitatea de pierdere de sarcină** – reprezintă probabilitatea ca generarea să fie insuficientă pentru a acoperi consumul într-o anumită perioadă de timp (%);
- **ENS (Energy Not Served) – Energia nelivrată estimată** – Cantitatea de energie electrică așteptată statistic să nu fie furnizată consumatorilor într-o anumită perioadă de timp, exprimată în GWh.

Cei doi indicatori specifici de natură economică VoLL, respectiv CONE sunt calculați în cadrul studiului conform metodologiei de calcul recomandată la nivel european în studiile de tip ERAA (European Resources Adequacy Assessments).

Indicatorii specifici de natură tehnică LOLE, LOLP, respectiv ENS sunt identificați în cadrul studiului prin intermediul rezultatelor de calcul probabilistic obținute cu ajutorul programului de calcul utilizat ANTARES.

2.3. Metodologie specifică aplicată

Metodologia aplicată în cadrul prezentului raport a avut în vedere următoarele etape distincte:

- Dezvoltare Model de Calcul probabilistic al indicatorilor de adecvanță ai SEN în cadrul aplicației ANTARES;
- Calibrare Model de Calcul;
- Analize Scenarii și calculul indicatorilor de adecvanță

Evaluarea adecvantei sistemului electroenergetic național al României a fost realizată utilizând programul de calcul ANTARES Simulator, program de calcul aliniat cerințelor ACER ce permite evaluarea rezultatelor de calcul din cadrul prezentului studiu național de evaluare a adecvantei (NRAA) cu rezultatele de calcul obținute în studiul European de evaluare a adecvantei (ERAA). Studiul evaluează capacitatea sistemului energetic Român de a satisface în mod fiabil consumul la nivel național pe un orizont de 10 ani de zile considerând următoarele etape specifice de analiză: Etapei 2027, Etapa 2030 și Etapa 2035, ținându-se cont de aspecte cheie precum: disponibilitatea producției din centralele clasice, incertitudinile legate de producția din surse regenerabile și de variabilitatea consumului în strictă corelație cu prognozele meteorologice disponibile în baza de date climatice la nivel european.

Este aplicată o abordare de calcul probabilistic prin simulări Monte-Carlo considerându-se în simulări un nr. de 36 de ani MonteCarlo – aplicarea unui număr mai mare de ani MonteCarlo în simulări de exemplu 100 de ani a fost verificată ca impact confirmându-se un impact nesemnificativ asupra rezultatelor de calcul (<1%) însă un impact major asupra duratei de rulare a programului de calcul, semnificativ mai mare.

Prin intermediul programului de calcul ANTARES Simulator sunt identificați indicatorii specifici de adecvanță ai SEN în perspectiva 2027 (EENS, LOLE, LOLP) pentru fiecare scenariu analizat.

Datele de intrare utilizate în cadrul prezentului studiu sunt prezentate structurat după cum urmează:

Date de intrare primite/confirmate cu OTS (Operatorul de Transport și de Sistem):

- Date asociate grupurilor generatoare/instalațiilor de stocare/prosumatorilor:
 - Date tehnice grupuri generatoare: unități clasice (ex: timp de pornire, oprire, timp minim de funcționare, viteza de încărcare, descărcare, consum de combustibil, etc.); centrale hidroelectrice; centrale electrice fotovoltaice, centrale electrice eoliene, instalații de stocare;
 - Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN la nivel agregat pentru unitățile dispecerizabile și pentru unitățile nedispecerizabile;
 - Prognoză evoluție capacitatea totală pe surse (dispecerizabile și nedispecerizabile) pentru etapele 2027, 2030, respectiv 2035;
 - Prognoză evoluție putere instalată prosumatori pentru etapele 2027, 2030, respectiv 2035;
 - Prognoză evoluție putere instalată IS pentru etapele 2027, 2030, respectiv 2035;
 - Puterile nete pe tipuri de surse pentru grupurile dispecerizabile care fac servicii tehnologice de sistem, respectiv rezervele de putere (P_{\max} și P_{\min} pentru fiecare grup, cu deducerea semi-benzilor de reglaj primar și reglaj secundar inclusiv pentru grupurile care urmează a fi puse în funcțiune la etapa 2027, 2030, respectiv 2035);
- Date asociate producției de energie:
 - Date înregistrări istorice pe fiecare UD în parte ($P_{\text{instalată}}$, P_{realizat} și $P_{\text{notificat}}$, orare, perioada 2020-2024);
 - Constrângeri pentru funcționarea centralelor hidroelectrice (producție minimă, maximă, etc.);
 - Curbe de variație* a producției în CEE, CEF (utilizarea curbelor de variație - "capacity factors" conform scenariile meteorologice reprezentative din eșantionul celor 36 de ani-tip disponibili în Baza de date climatice PECD);
 - Date asociate dezechilibrului total sistem (date istorice 2020-2024);

- Reducerile de putere aplicate în cazul CEE și CEF (istoric 2020-2024, putere orară în MW – conform datelor publicate pe site-ul www.transelectrica.ro);
- Date referitoare la necesarul de rezerve în prezent;
- Prognoza necesarului rezervelor pentru etapele 2027, 2030, respectiv 2035;
- Date statistice de funcționare pentru grupurile dispecerizabile inclusiv activarea rezervelor (date istorice perioada 2020-2024);
- Costuri unitare de producție a energiei electrice pentru grupurile generatoare, prețul combustibililor, taxele pentru emisiile de CO₂, factori de emisie pentru grupurile termoelectrice, costuri de pornire din rezerva caldă și din rezerva rece;
- Date asociate consumului de energie de energie:
 - Curbe de consum brut – fără servicii proprii ale centralelor dar cuprinzând pierderile în rețele (situație actuală, prognoza consum total anual etapa 2027, etapa 2030, respectiv etapa 2035, curbe de variație utilizate pentru ERAA 2024);
- Date asociate interconexiunii/soldului:
 - Evoluția estimată a capacității de schimb transfrontalier a SEN pentru etapele 2027, 2030, respectiv 2035 și anume, valori NTC (totale și defalcat pe fiecare graniță cu fiecare țară vecină în parte);
- Date asociate disponibilității elementelor RET, respectiv disponibilitatea surselor de generare:
 - Indicatori de fiabilitate aferenți indisponibilităților accidentale (intensitate de defectare, rata de reparare, durata medie indisponibilitate, etc.) pentru elementele RET (LEA/AT/TFO), respectiv grupuri generatoare – se vor calcula de Tractebel în funcție de retragerile din exploatare accidentale și planificate permise ca date de intrare
 - Durate normate de revizii/ reparații planificate asociate elementelor RET (LEA/AT/TFO), respectiv grupurilor generatoare
- Program PIF/scoateri din funcțiune pentru etapele 2027, 2030, respectiv 2035:
 - Capacitățile de producere care urmează a fi dezafectate ca urmare a legislației de decarbonizare și cea care se estimează a fi instalată, luând în considerare planurile de restructurare ale producătorilor;
 - Dezvoltarea de noi capacități cu ciclu combinat CCGT, dezvoltarea de noi capacități de cogenerare de înaltă eficiență;
 - Lista grupurilor aflate în conservare sau sunt indisponibile de lungă durată, inclusiv centrale mici în administrarea DET;
- Date asociate pieței de energie/coduri de rețea:
 - Rezerve mobilizate orar pe PE (valori istorice 2022, 2023, 2024) - Cantități rezervate și prețuri de rezervare defalcate pe tip și sens reglaj;
 - Energii selectate și livrate pe PE la creștere/descrștere (istoric 2022, 2023 și 2024, valori orare - date disponibile la momentul transmiterii fișierelor) - Cantități activate și prețuri de activare defalcate pe tip și sens reglaj;
 - Prețuri dezechilibre înregistrate în PE (istoric 2022, 2023 și 2024, valori orare - date disponibile la momentul transmiterii fișierelor, prețuri excedent/deficit și valoare lunară penalității de dezechilibru);
 - Date privind evoluția piețelor de energie din Europa și din regiunile CEE și SEE, precum și tendințele de dezvoltare a acestora (detalierea punctuală a categoriilor de informații disponibile public la nivel ENTSO-E, necesar a fi acoperite/sintetizate în cadrul studiului);

- Date asociate bazelor de calcul:
 - S-au solicitat Modelele de calcul tip RMB asociate palierelor caracteristice de sarcină asociate etapei 2027, 2030 și 2035. S-a primit doar un model redus (RET) pentru 2030.

Date de intrare procesate în vederea alinierii la metodologia ERAA:

- profilarea consumului orar la nivel național,
- profilarea orară a puterii generate din surse RES - serii de timp generare din surse regenerabile particularizate în mod distinct pentru CEE, respectiv CEF,
- profilare orară a puterii generată din surse hidroenergetice - serii de timp generare din hidrocentrale,
- disponibilizarea generării clasice (centrale CTE pe cărbune, centrale pe gaze naturale), corelat cu programele specifice de întreținere și întreruperile forțate,
- profilarea orară a capacităților de schimb transfrontalier conform NTC orar înregistrat la nivel ENTSO-E,

Ca și particularitate a studiului NRAA comparativ cu studiul ERAA în cadrul analizelor este evaluat impactul asupra indicatorilor specifici de adecvanță generat nu numai de specificitatea mixului energetic de generare disponibil la nivel național ci și de considerarea în adevărată identitate a rețelei electrice interne de transport din cadrul SEN.

Procesarea datelor de intrare a fost făcută în vederea alinierii la factorii de corelare meteorologică confirmați în datele specifice ERAA asociate unui volum de 36 de serii de timp distincte corelate cu PECD – Pan European Climate Database.

Toate datele au fost preprocesate pentru a asigura coerența cu metodologiile aprobate de ERAA, inclusiv alinierea temporală cu fusul orar din Romania.

În Figura 2.1. este prezentată logica de funcționare a programului de calcul probabilistic al adecvanței în cadrul sistemelor electroenergetice folosit și în cazul SEN, ANTARES Simulator.

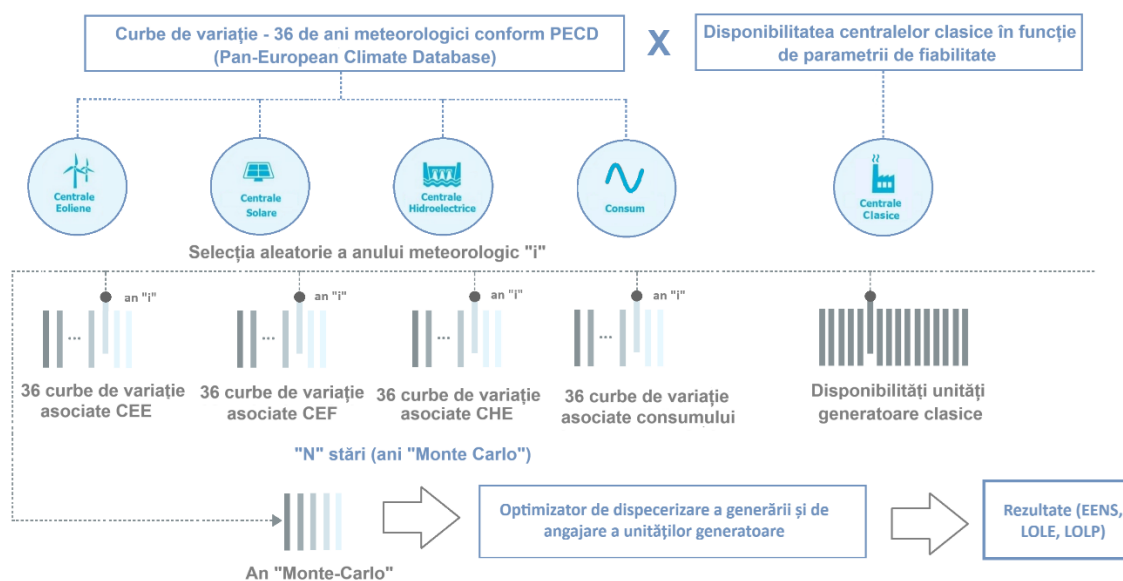


Figura 2.1 Diagrama funcționare ANTARES Simulator

Generatoarele convenționale au fost modelate considerând constrângerile tehnice asociate, cum ar fi limitele de capacitate (P_{min} , P_{max}) și caracteristicile de pornire/oprire (Min Up/Min Down time), disponibilitatea în funcție de parametrii de fiabilitate.

Sursele regenerabile (CEF, CEE), respectiv sursele CHE au fost reprezentate utilizând 36 de serii de timp pentru a surprinde variabilitatea condițiilor climatice.

Simulările au fost efectuate la o rezoluție orară anuală, permițând identificarea perioadelor critice de funcționare. Indicatorii cheie, inclusiv: pierderea de consum așteptată (Loss of Load Expectancy - LOLE), energia care se așteaptă a nu fi livrată (Expected Energy Not Supplied - EENS), respectiv probabilitatea pierderii consumului (Loss of Load Probability – LOLP) au fost calculați în conformitate cu standardele ACER/ERAA.

Analizele au fost realizate inițial utilizând un model redus, unde România a fost considerată ca un singur nod de reprezentare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN). Ulterior s-a realizat un model extins al SEN, dezvoltat pentru a surprinde într-o manieră semnificativ mai detaliată funcționarea sistemului. Modelul extins include o reprezentare nodală detaliată, cuprinzând între 300 și 355 de noduri electrice individuale, în funcție de scenariul și etapa de calcul analizată, permițând evidențierea constrângerilor locale, a fluxurilor interne și a distribuției geografice a producției și consumului.

Extinderea modelului a permis includerea unui set mai amplu de ipoteze și date de intrare, asigurând o reprezentare mai fidelă a condițiilor actuale și viitoare ale SEN, precum și o evaluare mai robustă și mai relevantă a indicatorilor de adecvanță.

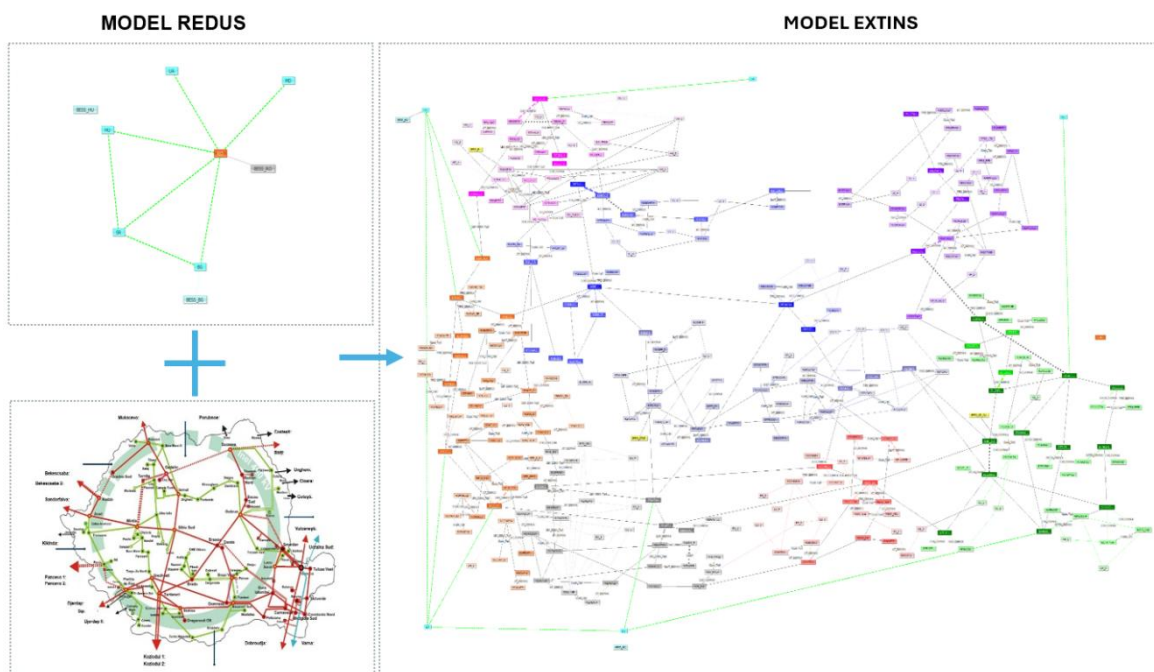


Figura 2.2 Comparatie model redus vs. model extins

În vederea asigurării transparenței metodologice și a unei înțelegeri clare a evoluției abordării de modelare față de rapoartele anterior predate asociat studiului de adecvanță a SEN în perspectiva 2030-2035, în cele ce urmează este prezentată o comparație sintetică între modelul redus și modelul extins utilizat în cadrul prezentului raport.

Tabelul de mai jos evidențiază principalele diferențe dintre cele două abordări de modelare, din perspectiva nivelului de detaliere, a ipotezelor de calcul, a setului de date de intrare și a capacităților de analiză. Această comparație are rolul de a sublinia valoarea adăugată a modelului extins, precum și impactul extinderii modelului asupra evaluării indicatorilor de adecvanță și a robusteții rezultatelor obținute.

TABELUL 2.1 – COMPARAȚIE MODEL REDUS VS. MODEL EXTINS

Tip model	Model Redus	Model Extins	
Dimensiune rețea internă	1 nod (zonă RO)	+300 noduri (400 kV, 220 kV, echivalenți 110 kV)	
Topologie rețea internă	Ignorată	<ul style="list-style-type: none"> +500 legături (LEA 400 kV, LEA 220 kV, LEA 110 kV, AT/TFO 400/220 kV; 220/110 kV; 400/110 kV) Indisponibilitate elemente RET implementată prin utilizarea MC Secvențial (date de intrare - înregistrări istorice pe un interval de 5 ani) Capacități de tranzit modelate cu rezoluție orară (fiind luate în considerare variațiile de temperatură ce apar de la un sezon la altul/pe perioada zilei) 	
Consumuri	Agregate la nivel SEN	Împărțite pe noduri individuale	<ul style="list-style-type: none"> împărțirea consumurilor pe noduri a fost realizată pornind de la bazele în format PSSE; în calcule a fost considerată componenta de pierderi Joule.
Centrale Clasice			<ul style="list-style-type: none"> datele de intrare considerate identice, ca în modelul redus
Centrale RES			<ul style="list-style-type: none"> arondarea centralelor RES pe noduri s-a realizat în funcție de lista de centrale cu PIF/CR/ATR disponibilă la momentul realizării acestui studiu
Hidrocentrale			<ul style="list-style-type: none"> împărțirea energiilor medii anuale produse de către hidrocentralele individuale s-a făcut ținând cont de înregistrările istorice (pe un interval de 5 ani)
Instalații de stocare (BESS)			<ul style="list-style-type: none"> arondarea centralelor RES pe noduri s-a realizat în funcție de lista de centrale cu PIF/CR/ATR disponibilă la momentul realizării acestui studiu
Necesar de rezerve			<ul style="list-style-type: none"> împărțirea necesarului de rezerve a fost realizat proporțional cu valoarea consumurilor aferente fiecărui nod individual

2.4. Ipoteze – Model ANTARES – RET

- Consumuri:
 - plecând de la regimurile RMB (2028/2033) disponibile au fost calculate consumurile pe barele stațiilor de 110 kV (acestea conținând și pierderile de putere active aferente RED);
 - matricea de consumuri asociată celor 36 de serii de timp (aferente ERAA 2024 pentru 2027/2030/2035) a fost adaptată astfel încât să respecte prognoza de consum SEN;
 - consumurile asociate HP/DC/EV (pompe de căldură, centre de date, vehicule electrice) au fost considerate punctual în stațiile de 110 kV din principalele orașe ale țării (și conform prognozei de dezvoltare a HP/DC/EV).

- Regenerabile:
 - Plecând de la informațiile referitoare la centralele CEE/CEF PIF, respectiv centralele CEE/CEF ce se prognozează a fi puse în funcțiune până în 2027, respectiv 2030/2035 (cu CR/ATR) au fost realizate listele de centrale pentru fiecare Etapa de analiza în parte, și au fost arondate nodurilor de 110 kV, 220kV, 400kV RET aferente;
 - Pentru fiecare centrală/grup de centrale în parte a fost calculată matricea de generare asociată celor 36 de serii de timp (aferente 2027/2030/2035).
- Hidrocentrale:
 - Plecând de la informațiile referitoare la centralele hidro PIF, respectiv centralele hidro ce se prognozează a fi puse în funcțiune până în 2027, respectiv 2030/2035 (cu CR/ATR) au fost realizate listele de centrale pentru fiecare etapă de analiză în parte, și au fost arondate nodurilor de 110 kV/RET aferente;
 - Pe baza înregistrărilor istorice din ultimii 5 ani, a fost calculată energia medie aferentă fiecărei centrale hidro în parte;
 - Pe baza informațiilor referitoare la tipul centralelor hidro și a energiei medii asociate, au fost modelate distinct pe nodurile de 110 kV/RET centralele cu lac de acumulare, pe firul apei (fiind generate cele 36 de serii de timp aferente).
- Centrale clasice (Thermal/Nuclear):
 - Centralele clasice au fost modelate plecând de la aceleași date de intrare folosite în modelul redus, însă fiind arondate nodurilor de 110 kV/RET aferente.
- Rezerve de sistem:
 - Valorile de necesar de rezerve au fost împărțite proporțional în nodurile de 110 kV/RET aferente consumurilor.
- Interconexiune :
 - Interconexiunea, respectiv țările vecine au fost modelate la fel ca în cazul modelului redus.

2.5. Analize economice

Din punct de vedere metodologic analizele sumarizate în prezentul raport au avut în vedere:

- Dezvoltarea unui model unitar de evaluare a viabilității economice asociate surselor generatoare necesar a fi avute în vedere la nivel național pentru asigurarea îndeplinirii țințelor impuse de adecvanță în perspectiva etapelor 2027, 2030 și 2035;
- Rularea modelului EVA dezvoltat pentru fiecare dintre cele trei etape de analiză în vederea fundamentării unui mix energetic recomandat a fi atins la nivel național pentru îndeplinirea condițiilor tehnice și economice impuse;
- Evaluarea necesității de implementare a unui mecanism de capacitate la nivel național din considerente de respectarea condițiilor de adecvanță;

2.5.1. Rolul și necesitatea EVA în noul context energetic

Evaluarea viabilității economice (Economic Viability Assessment – EVA) reprezintă o componentă esențială a analizelor moderne de adecvanță și planificare a sistemelor electroenergetice. În contextul tranziției energetice accelerate, caracterizate prin creșterea semnificativă a ponderii surselor regenerabile și transformarea structurii de producție, adecvanța sistemului nu mai garantează în mod implicit sustenabilitatea economică a capacităților necesare funcționării acestuia.

În piețele de tip energy-only, unde veniturile sunt generate preponderent din vânzarea energiei pe piața angro, apar provocări structurale majore:

- **Efectul de canibalizare:** Creșterea ponderii surselor regenerabile (cu cost marginal zero) reduce prețurile de piață în perioadele de producție maximă.
- **Reducerea factorilor de utilizare:** Unitățile convenționale (gaz, cărbune) funcționează mai puține ore, fiind necesare doar pentru acoperirea vârfurilor de consum sau a variabilității regenerabilelor.
- **Scăderea veniturilor din piață:** Aceste fenomene conduc la situații în care veniturile realizate nu mai acoperă costurile totale, generând fenomenul de „missing money”.

În acest context, evaluarea viabilității economice are rolul de a determina dacă mixul de capacități rezultat din simulările de piață și adecvanță este sustenabil din perspectivă economică și dacă semnalele de investiție generate de piață sunt suficiente pentru:

- menținerea în funcțiune a capacităților existente esențiale pentru adecvanță;
- stimularea investițiilor în capacități noi;
- asigurarea flexibilității necesare integrării surselor regenerabile;
- menținerea securității în alimentare pe termen lung.

Prin urmare, EVA completează analiza probabilistică a adecvanței prin introducerea perspectivei investiționale și economice asupra mixului energetic, asigurând evaluarea coerenței dintre necesarul de resurse pentru securitatea alimentării și sustenabilitatea economică a acestora.

În concordanță cu metodologia ERAA utilizată la nivel european, principiul de bază al evaluării viabilității economice constă în compararea veniturilor realizate de fiecare tehnologie cu costurile totale asociate operării și investiției.

O capacitate este considerată viabilă economic în măsura în care veniturile estimate sunt suficiente pentru acoperirea costurilor totale asociate operării și investiției. Costurile totale includ costurile variabile de operare, costurile fixe de operare și mentenanță, precum și costul anualizat al investiției în cazul capacităților noi.

În situația în care veniturile sunt insuficiente pentru acoperirea acestor costuri, diferența rezultată reprezintă un deficit de recuperare a costurilor (missing money). Acest deficit indică absența semnalelor investiționale adecvate și sugerează că, în absența unor mecanisme suplimentare de remunerare, investiția nu poate fi recuperată sau menținută în exploatare pe termen lung.

Missing money nu reprezintă doar o problemă la nivelul investitorilor individuali, ci un semnal sistemic privind disfuncționalitățile pieței energy-only în asigurarea adecvanței pe termen lung. Din această perspectivă, EVA nu constituie exclusiv o evaluare a profitabilității individuale a proiectelor, ci un instrument de verificare a coerenței dintre adecvanța sistemului și sustenabilitatea economică a resurselor necesare funcționării acestuia.

Acest principiu este aplicat atât pentru capacitățile existente, în vederea evaluării sustenabilității operaționale și a riscului de retragere economică, cât și pentru capacitățile noi, în vederea evaluării fezabilității investițiilor.

2.5.2. Poziționarea metodologică față de cadrul impus la nivel european

Metodologia EVA utilizată în prezentul studiu este aliniată principiilor generale ale cadrului ERAA, în care viabilitatea economică a capacităților este evaluată pe baza diferenței dintre veniturile estimate și costurile totale.

În cadrul ERAA, evaluarea viabilității economice are rolul de a determina dacă mixul de capacități rezultat din modelarea sistemului este sustenabil în condiții de piață și dacă sunt necesare ajustări structurale sau mecanisme suplimentare pentru asigurarea adecvanței pe termen lung.

Abordarea utilizată în prezentul studiu urmează aceleași principii fundamentale, fiind însă adaptată specificului analizelor naționale și obiectivelor de politică energetică. Evaluarea este realizată ex-post, pe baza rezultatelor simulărilor probabilistice de piață, și are ca scop:

- cuantificarea nivelului de missing money pentru fiecare tehnologie;
- identificarea riscului de retragere economică a capacităților existente;
- evaluarea viabilității investițiilor noi;
- determinarea nivelului potențial necesar de mecanisme de sprijin.

Această abordare permite menținerea coerenței cu cadrul european de adecvanță, oferind în același timp flexibilitatea necesară pentru evaluarea scenariilor naționale.

Evaluarea viabilității economice se bazează pe rezultatele simulărilor probabilistice realizate pentru fiecare scenariu analizat. Aceste simulări reflectă evoluția orară a sistemului, incluzând:

- variabilitatea producției regenerabile;
- indisponibilități neplanificate ale unităților;
- fluxuri transfrontaliere;
- niveluri de curtailment;
- situații de stres operațional în sistem și perioade asociate de prețuri ridicate.

Prin utilizarea acestor rezultate, EVA integrează implicit efectele adecvanței asupra veniturilor de piață și permite evaluarea realistă a performanței economice a fiecărei tehnologii în condiții de piață competitive. Veniturile estimate reflectă astfel nu doar condițiile medii de piață, ci și impactul situațiilor de stres operațional și al variabilității resurselor asupra performanței economice a fiecărei tehnologii.

Evaluarea viabilității economice este realizată pentru fiecare an țintă analizat (2027, 2030 și 2035), fiecare reprezentând o configurație distinctă a sistemului electroenergetic și a condițiilor de piață. Analiza are caracter steady-state și se bazează pe performanța economică anuală rezultată din simulările probabilistice.

Costurile de capital sunt exprimate sub formă anualizată, permițând evaluarea sustenabilității economice a capacităților în condițiile specifice fiecărui an analizat, fără a presupune o proiecție financiară multi-anuală explicită.

Rezultatele EVA nu sunt utilizate exclusiv pentru evaluarea profitabilității individuale a proiectelor, ci pentru analiza sustenabilității întregului sistem energetic. În special, EVA permite:

- identificarea tehnologiilor esențiale pentru adecvanță care nu sunt viabile economic;
- evaluarea impactului dat de creșterea ponderii surselor regenerabile asupra veniturilor și a structurii de piață;
- identificarea necesarului de flexibilitate și stocare;
- fundamentarea necesității mecanismelor de capacitate sau a altor instrumente de piață;
- evaluarea sustenabilității scenariilor de evoluție a sistemului.

Prin această abordare, EVA devine un instrument strategic de analiză care integrează perspectivele de adecvanță, investiții și structură a pieței, oferind un cadru robust pentru evaluarea sustenabilității economice a sistemului energetic pe termen mediu și lung.

Rezultatele EVA trebuie interpretate în corelație directă cu indicatorii de adecvanță, întrucât sustenabilitatea economică a resurselor constituie o condiție esențială pentru menținerea adecvanței sistemului pe termen lung.

3. DATE DE INTRARE, PROGNOZE DE EVOLUȚIE

3.1. Evoluția cererii de energie electrică

3.1.1. Introducere

Consumul de energie electrică utilizat ca dată de intrare în acest studiu, furnizat de Operatorul de Transport, reprezintă scenariul de bază privind evoluția consumului intern net total de energie electrică ce trebuie acoperit la nivel național. Acesta include consumul final de energie electrică, precum și pierderile din rețelele de distribuție și transport, fără a lua în considerare serviciile interne ale centralelor electrice și influența prosumatorilor.

Pentru perioada analizată (2027 – 2035), datele privind consumul intern net și brut de energie electrică, ritmul mediu anual de creștere, respectiv puterea de vârf netă consumată au fost sintetizate pentru a evidenția tendințele relevante în contextul planificării energetice naționale și sunt prezentate în Figura 3.1.

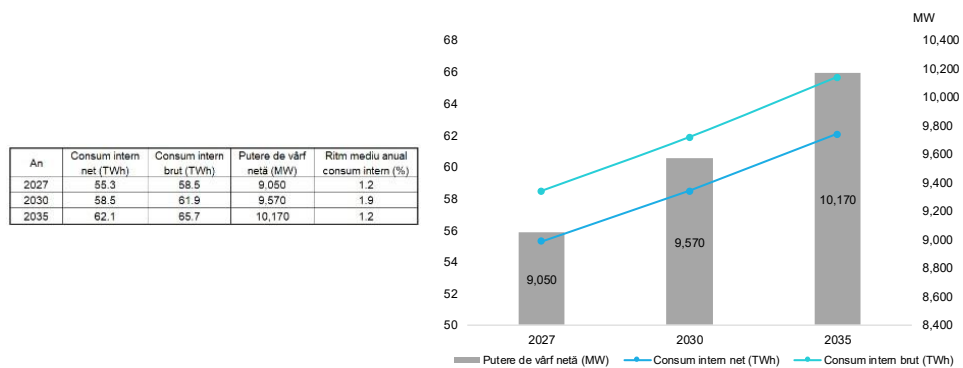


Figura 3.1 Evoluția consumului intern de energie electrică în orizontul 2027 – 2035

În cadrul analizelor realizate în acest studiu, valorile consumului intern net sunt estimate astfel:

- Pentru anul 2027: între 54,4 TWh și 56,2 TWh;
- Pentru anul 2030: între 57,5 TWh și 59,4 TWh;
- Pentru anul 2035: între 61,1 TWh și 63,1 TWh.

Suplimentar, Transelectrica a transmis estimări privind puterea prognozată a fi instalată în electroizoare, considerate consumatori dispecerizabili în cadrul simulărilor, respectiv:

- 45,27 MW pentru anul 2027;
- 100 MW pentru anul 2030;
- 336 MW pentru anul 2035.

Pentru analiza evoluției cererii de energie electrică la nivelul Sistemului Electroenergetic Național (SEN), au fost elaborate prognoze detaliate pentru trei orizonturi de timp: 2027, 2030 și 2035.

Pentru a evalua impactul potențial al electrificării accelerate în anumite sectoare, a fost realizată o prognoză a consumului orar pentru trei categorii de consumatori emergenți, cu rate anticipate de creștere semnificativă până în orizonturile menționate:

- vehicule electrice (EV);
- pompe de căldură (HP);
- centre de date (DC).

Pentru fiecare categorie au fost construite trei traiectorii de evoluție, pesimist, realist și optimist, care reflectă niveluri diferite de adopție tehnologică, politici de sprijin și factori socio-economici:

- **Pesimist** – reflectă o traiectorie lentă de electrificare, o dinamică economică scăzută și un progres tehnologic moderat, cu un nivel redus de adoptare a noilor tehnologii și o implementare limitată a măsurilor de tranziție energetică.
- **Realist** – presupune o evoluție medie a cererii, corelată cu tendințele actuale și cu aplicarea graduală a politicilor energetice naționale și europene, într-un context de dezvoltare economică moderată și progres tehnologic stabil.
- **Optimist** – prevede o tranziție energetică accelerată, caracterizată prin electrificare extinsă în toate sectoarele, digitalizare avansată și o rată de adopție ridicată a tehnologiilor verzi, susținută de investiții semnificative și politici proactive.

Definirea acestor traiectorii a avut la bază atât datele și ipotezele transmise de Beneficiar, cât și informațiile disponibile din documentele strategice relevante la nivel național și european (inclusiv strategii climatice, planuri de dezvoltare energetică și politici de decarbonizare).

Ulterior, aceste prognoze sectoriale au stat la baza construirii scenariilor de analiză utilizate în simulările realizate cu ajutorul platformei Antares, care includ atât componentele de consum, cât și cele de producție.

Definirea detaliată a scenariilor de analiză utilizate în simulările Antares – inclusiv structura completă a combinațiilor de consum și producție este prezentată în Capitolul 5 al prezentului raport.

3.1.2. Electrificare transport

La nivel sectorial, transporturile reprezintă unul dintre domeniile cu cel mai ridicat potențial de creștere a consumului de energie electrică în următoarele decenii. Conform unui raport publicat de Agenția Internațională pentru Energie (IEA), ponderea consumului de electricitate asociat vehiculelor electrice (EV) în cererea totală de electricitate din Europa este estimată să crească de la 1,1% în 2023 la 14,2% în scenariul de politici actuale (STEPS) și 15,6% în scenariul de politici avansate (APS) până în 2035. Această evoluție corespunde unei creșteri de aproximativ 13 – 14 ori față de nivelul de referință din 2023.

Conform datelor Eurostat, consumul de electricitate din transportul rutier la nivelul Uniunii Europene a fost de aproximativ 15,7 TWh în 2023, reprezentând 0,65% din consumul final de electricitate. În România, valoarea raportată a fost semnificativ mai redusă – aproximativ 0,27 TWh – echivalentul a 0,61% din consumul național, situându-se cu circa 54% sub media pe țară la nivelul UE (aproximativ 0,58 TWh per stat membru).

În România, consumul actual din sectorul transportului rutier electric este semnificativ sub media europeană, însă se anticipează o aliniere treptată la tendințele de creștere la nivelul UE, ca urmare a:

- intensificării programelor naționale de sprijin pentru achiziția de vehicule electrice și plug in hibrid;
- extinderii infrastructurii de încărcare;
- accesului la finanțare europeană prin instrumente dedicate tranziției verzi.

Adoptarea vehiculelor electrice (EV) în România continuă să crească, aliniindu-se tendințelor europene influențate de reglementările privind decarbonizarea, stimulentele financiare și interesul tot mai ridicat al consumatorilor. Potrivit datelor publicate de DRPCIV, până la finalul anului 2024, parcul auto național includea peste 50.000 de vehicule electrice, înregistrând un trend ascendent constant în ultimii patru ani, cu rate anuale de creștere cuprinse între 20% și 75%.

Pentru a reflecta incertitudinile și posibilele tendințe naționale de dezvoltare, a fost construită o analiză pe baza a trei traiectorii: pesimist, realist și optimist. Pentru orizontul 2027 – 2035, se estimează o accelerare a ritmului de electrificare a parcului auto din România, determinată pe de o parte scăderea costurilor pentru vehiculele electrice și extinderea infrastructurii de încărcare, respectiv obiectivele asumate prin politicile europene și naționale de reducere a emisiilor pe de altă parte.

În funcție de traiectoria analizată, numărul vehiculelor electrice din România ar putea atinge până în 2035 valori cuprinse între 450.000 și 600.000 de unități, reflectând dinamica de creștere a acestui sector.

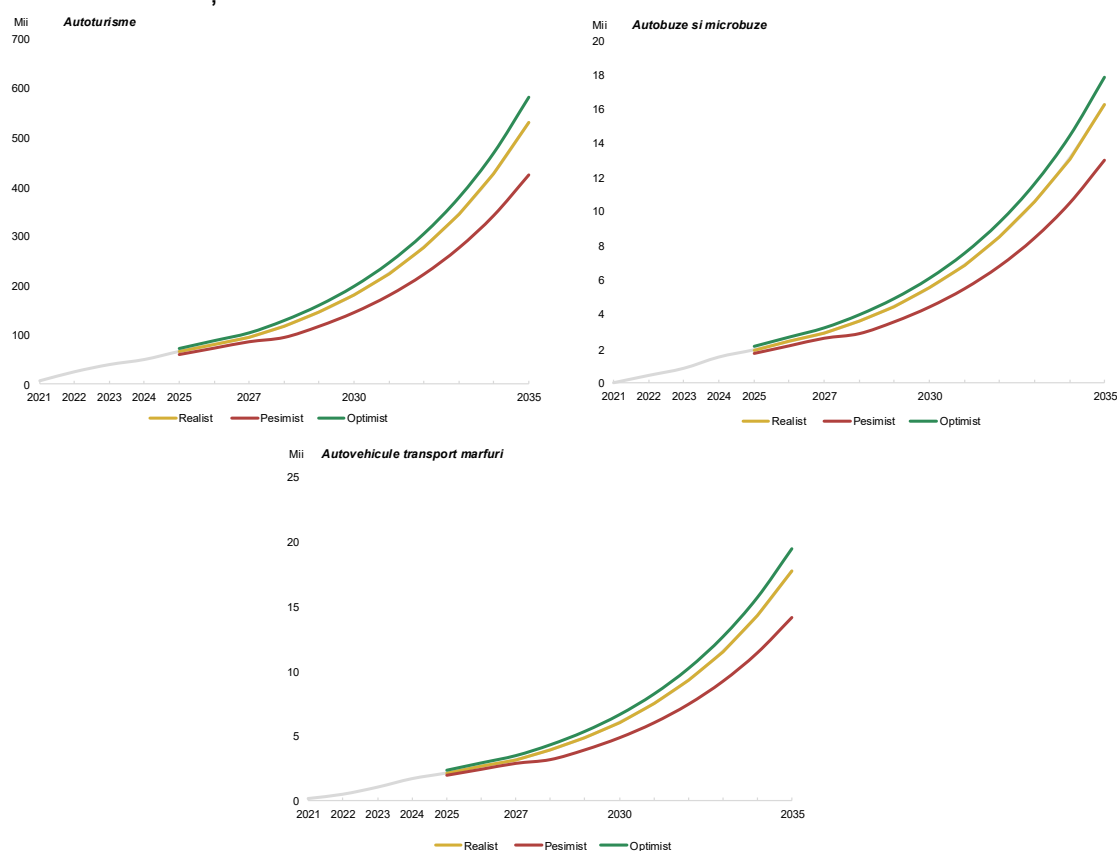


Figura 3.2 Evoluția numărului de vehicule electrice și plug in hibrid în România în orizontul 2027 – 2035

Autoturismele electrice vor reprezenta principalul motor al creșterii, dar este estimată și o creștere semnificativă în segmentul autobuzelor și microbuzelor electrice, impulsionată de politicile locale de mobilitate urbană sustenabilă. De asemenea, vehiculele de transport marfă și autotractorule electrice vor începe să capete pondere, în special în scenariile cu grad ridicat de electrificare, odată cu maturizarea tehnologiilor și dezvoltarea infrastructurii dedicate pentru vehiculele grele.

Tabelul 3.1. sintetizează ipotezele privind consumul anual de energie electrică per vehicul, aferente principalelor categorii din transportul rutier: autoturisme, autobuze și microbuze, respectiv autovehicule de transport marfă.

TABEL 3.1. PARAMETRII DE CONSUM PENTRU DIFERITELE SEGMENTE ALE TRANSPORTULUI RUTIER

Categorie	Utilizare [km/an]	Eficiență [kWh/100km]	Consum mediu anual de energie per vehicul [kWh/an]
Autoturisme	15.000	17	2.550
Autobuze și microbuze	60.000	80	48.000
Autovehicule transport mărfuri	75.000	100	75.000

Combinând traiectoriile de electrificare estimate cu parametrii specifici de consum pentru fiecare categorie de vehicul, se determină dinamica cererii de energie electrică estimată pentru perioada următoare, rezultând variațiile prognozate ale consumului, prezentate în Figura 3.3.

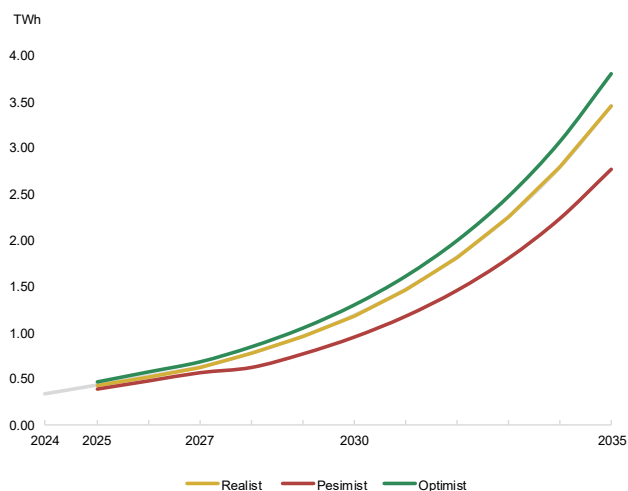


Figura 3.3 Prognoza consumului de energie electrică pentru vehicule electrice și plug-in hibrid în România în orizontul 2027 – 2035

Datele aferente necesarului orar de energie au fost exprimate sub formă de intervale (valoare minimă și maximă) corespunzătoare fiecărui scenariu analizat (pesimist, realist, optimist), pentru orizonturile de timp 2027, 2030 și 2035, și sunt prezentate în tabelul următor. Modelarea orară a fost realizată utilizând curba de consum specifică vehiculelor electrice disponibilă în cadrul studiului ENTSO-E ERAA 2024.

TABEL 3.2. INTERVALE DE VARIAȚIE A PUTERII CONSUMATE DE VEHICULE ELECTRICE

Traietorie	2027	2030	2035
Pesimist [MW]	11 – 120	18 – 202	52 – 592
Realist [MW]	12 – 133	23 – 252	65 – 739
Optimist [MW]	13 – 146	25 – 277	72 – 813

3.1.3. Electrificare clădiri

Electrificarea sistemelor de încălzire în sectorul rezidențial și comercial, prin extinderea utilizării pompelor de căldură, determină o creștere semnificativă și sezonier concentrată a cererii de energie electrică, cu vârfuri de sarcină în perioada rece precum și în perioadele cu temperaturi ridicate. Modelarea a fost realizată pe baza următorilor parametri:

- estimarea numărului de gospodării echipate cu pompe de căldură pentru fiecare orizont de timp analizat;
- puterea medie instalată per unitate;
- profilul sezonier de funcționare.

Analiza a fost fundamentată pornind de la un fond locativ estimat la aproximativ 10 milioane de locuințe în anul 2023 (INSSE), dintre care aproximativ 64% sunt case (Eurostat), repartizate în proporție de 36% în mediul urban și 64% în mediul rural. Ipoteza de bază consideră că primele locuințe care vor adopta pompe de căldură sunt cele unifamiliale, cu o rată de adopție inițial mai ridicată în mediul urban. De asemenea, s-a utilizat ca punct de plecare un număr de 20.000 de unități vândute în anul 2022, corespunzând bazei inițiale pentru proiecția de capacitate instalată.

Puterea medie considerată pentru o pompă de căldură individuală a fost de 5 kW, aplicabilă pentru o locuință medie rezidențială. Pe această bază, au fost dezvoltate trei traiectorii de evoluție (pesimist, realist, optimist) care reflectă ritmuri diferite de adopție, în funcție de:

- implementarea măsurilor de eficiență energetică,
- mecanismele de sprijin disponibile pentru decarbonizarea sistemelor de încălzire,
- evoluția relativă a prețurilor la gaze naturale și energie electrică.

Combinând traiectoriile de adopție estimate cu parametri tehnici și de utilizare specifici fiecărui tip de pompă de căldură, se determină dinamica cererii suplimentare de energie electrică generată de acest segment, rezultând variațiile prognozate ale consumului, prezentate în Figura 3.4.

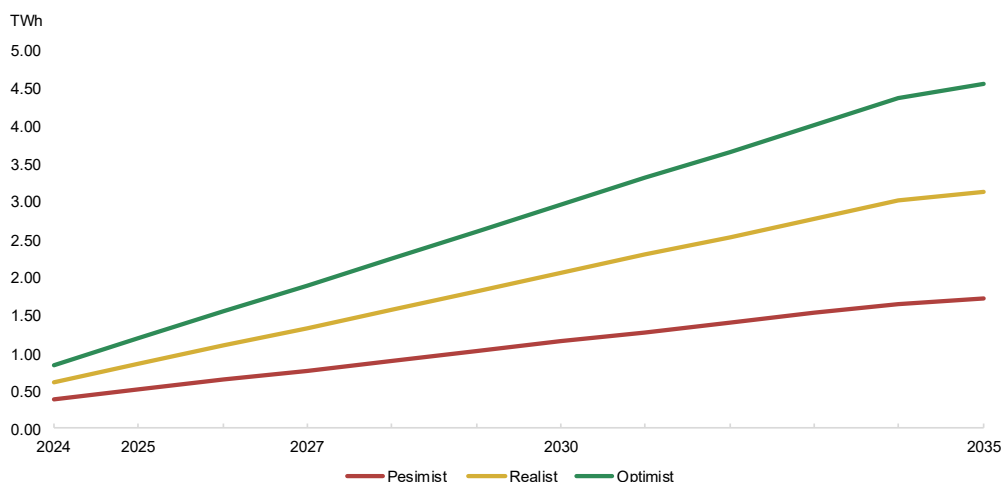


Figura 3.4 Prognoza consumului de energie electrică pentru pompe de căldură în România în orizontul 2027 – 2035

Datele aferente necesarului orar de energie au fost exprimate sub formă de intervale (valoare minimă și maximă), corespunzătoare fiecărei traiectorii analizate, pentru orizonturile de timp 2027, 2030 și 2035, și sunt prezentate în tabelul următor.

TABEL 3.3. INTERVALE DE VARIAȚIE A PUTERII CONSUMATE DE POMPELE DE CĂLDURĂ

Traietorie	2027	2030	2035
Pesimist [MW]	6 – 571	9 – 853	14 – 1.324
Realist [MW]	11 – 992	17 – 1.528	26 – 2.420
Optimist [MW]	15 – 1.414	24 – 2.203	38 – 3.517

Rata de adopție aferentă fiecărei traiectorii, exprimată ca procent din totalul fondului rezidențial de tip casă, este prezentată în tabelul de mai jos și a stat la baza estimării numărului de unități instalate pentru fiecare orizont de timp.

TABEL 3.4. RATA DE ADOPTIE A POMPELOR DE CĂLDURĂ

Traietorie	2027	2030	2035
Pesimist [%]	2%	3%	4%
Realist [%]	3%	5%	8%
Optimist [%]	5%	7%	12%

3.1.4. Evoluție centre de date

Sectorul centrelor de date este unul dintre segmentele cu creștere rapidă a consumului de energie electrică la nivel european, ca urmare a extinderii infrastructurii digitale, adoptării serviciilor cloud și dezvoltării aplicațiilor de inteligență artificială.

La nivel național, consumul asociat acestui sector este încă relativ redus, dar în creștere constantă, având un profil de funcționare continuu (24/7), specific unui consum de tip baseload, cu variații orare și sezoniere minime.

Pentru a surprinde potențialele traiectorii de dezvoltare, au fost definite trei traiectorii de evoluție a consumului de energie electrică pentru centrele de date, corespunzătoare următoarelor ipoteze:

- Realist – bazat pe o rată de creștere moderată, conform tendințelor observate în piață;
- Pesimist – consideră o dezvoltare lentă, influențată de constrângeri economice, de rețea sau reglementare;
- Optimist – reflectă o creștere accelerată, susținută de investiții masive în digitalizare și de cererea crescută pentru infrastructură IT de mare capacitate.

Pentru fiecare traiectorie, evoluția capacității a fost estimată pornind de la o valoare de referință de **40 MW în 2024**. Dimensiunile centrelor de date au fost clasificate astfel:

- **Centru mic:** până la 10 MW;
- **Centru mediu:** 50 MW;
- **Centru mare:** 100 MW.

Numărul și dimensiunea centrelor de date considerate în fiecare traiectorie sunt prezentate în tabelul următor, defalcate pe categorii de capacitate (mic – 10 MW, mediu – 50 MW, mare – 100 MW) și pe intervale de timp. Aceste valori stau la baza estimării capacității totale instalate pentru fiecare orizont analizat.

TABEL 3.5. EVOLUȚIA NUMĂRULUI DE CENTRE DE DATE

Traietorie	An	Centre mici (10 MW)	Centre medii (50 MW)	Centre mari (100 MW)
Pesimist	2025 – 2027	+1	–	–
	2028 – 2030	+1	+1	–
	2031 – 2035	+1	+1	+1
Realist	2025 – 2027	+1	+2	–
	2028 – 2030	+2	+2	+1
	2031 – 2035	+1	+2	+2
Optimist	2025 – 2027	+1	+2	+1
	2028 – 2030	+2	+3	+2
	2031 – 2035	+1	+3	+3

Capacitatea totală rezultată din ipotezele de instalare este exprimată în tabelul final sub formă de putere instalată cumulată [MW], presupunând un regim de funcționare continuu (24/7), specific unui consum de tip baseload.

TABEL 3.6. PUTERE CONSUMATĂ DE CENTRELE DE DATE

Traietorie	2027	2030	2035
Pesimist [MW]	50	110	270
Realist [MW]	150	370	680
Optimist [MW]	250	620	1080

Combinând traiectoriile de dezvoltare estimate cu parametrii specifici de consum pentru centrele de date, se determină dinamica cererii suplimentare de energie electrică asociată acestui sector, rezultând variațiile prognozate ale consumului, prezentate în Figura 3.5.

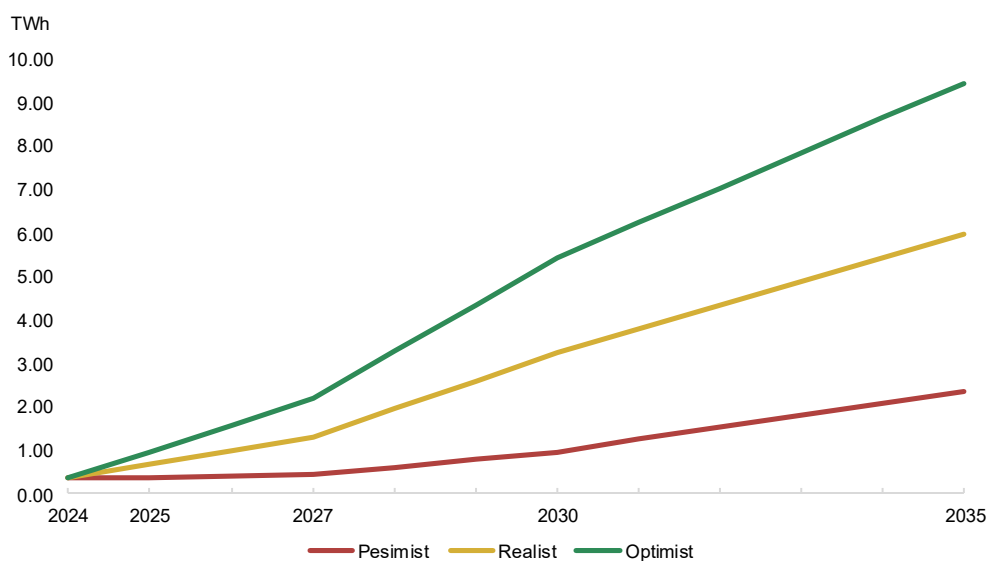


Figura 3.5 Prognoza consumului de energie electrică pentru centre de date în România în orizontul 2027 – 2035

3.2. Scenarii privind evoluția capacității de producere

3.2.1. Introducere

Scenariile privind evoluția capacităților de producere a energiei electrice au fost agreate cu reprezentanții ai CNTEE Transelectrica SA și ai Ministerului Energiei în etapa de workstatement.

Scenariile de referință sunt construite în acord cu documentele strategice disponibile la nivel național și cu informațiile primite de la producătorii existenți cu privire la instalarea de noi grupuri și scoaterea din funcțiune a unor grupuri cu durata de viață depășită. În scenariul de referință se consideră întârzierea punerii în funcțiune a centralelor noi pe gaze sau a grupurilor nucleare previzionate pentru a verifica adecvanța SEN în aceste scenarii conservatoare.

În plus față de scenariile de referință sunt propuse scenarii alternative care iau în considerare realizarea unor capacități noi de generare sau dezvoltarea optimistă a surselor regenerabile și instalațiilor de stocare.

Unul din documentele strategice utilizat pentru stabilirea scenariilor de referință în ceea ce privește evoluția surselor de producere, este Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) elaborat în temeiul Regulamentului (UE) 1999/2018.

Acest document prezintă ținte naționale de integrare a surselor regenerabile de energie și de scădere a puterii instalate în centrale termoelectrice pe cărbune în vederea reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră. PNIESC prezintă de asemenea evoluția centralelor termoelectrice pe gaze, a centralelor nucleare, hidroelectrice și a bateriilor de stocare a energiei electrice, etc.

Din cadrul discuțiilor care au avut loc la etapa de workstatement cu reprezentanții CNTEE Transelectrica SA și ai Ministerului Energiei, a rezultat că pentru analizele de adecvanță a SEN se impune a fi introdusă în analize ca etapă distinctă etapa 2027, suplimentar față de etapele 2030 și 2035 prevăzute în caietul de sarcini.

În cele ce urmează scenariile de referință agreate pentru trei etape de analiză sunt prezentate sintetic din perspectiva capacităților de generare și a surselor de stocare ce vor fi avute în vedere la realizarea modelului de calcul pentru analiza adecvanței SEN.

3.2.2. Evoluție centrale regenerabile

3.2.2.1. Evoluție centrale eoliene și fotovoltaice conform PNIESC

În tabelul următor este prezentată evoluția puterii instalate în centrale eoliene și fotovoltaice, conform PNIESC. Pentru 2025 este prezentată și puterea instalată conform situației de la data de 01.02.2025.

TABEL 3.7. EVOLUȚIA PUTERII INSTALATE ÎN CENTRALE EOLIENE ȘI FOTOVOLTAICE CONFORM PNIESC PENTRU 2025 – 2035 COMPARATIV CU 01.02.2025 - [MW]

Tip SRE	01.02.2025	2025	2030	2035
Eolian	3.095	3.700	7.300	9.100
Solar	4.721	4.200	8.200	14.800

3.2.2.2. Evoluție prognozată centrale eoliene și fotovoltaice pentru 2027 – 2030 – 2035

În tabelul următor este prezentată evoluția puterii nete disponibile în centrale eoliene și fotovoltaice în scenariul de referință, conform datelor primite de la CNTEE Transelectrica SA, date utilizate și pentru ERAA 2025. Pentru 2025 este prezentată și puterea netă disponibilă conform situației de la data de 01.02.2025.

TABEL 3.8. EVOLUȚIA PUTERII NETE DISPONIBILE ÎN CENTRALE EOLIENE ȘI FOTOVOLTAICE ÎN SCENARIUL DE REFERINȚĂ CONFORM ERAA 2025 PENTRU 2027 – 2035 COMPARATIV CU 01.02.2025 - [MW]

Tip SRE		01.02.2025	2027	2030	2035
Eolian	Onshore	3.035	4.385	7.385	7.600
	Offshore	0	0	0	1.500
Total eolian		3.035	4.385	7.385	9.100
Solar	Centrale	2.109	6.646	8.550	8.800
	Pe acoperiș (Prosumatori)	2.510	3.300	4.000	6.000
Total solar		4.619	9.946	12.550	14.800

Se remarcă faptul că pentru 2025 ținta de integrare a centralelor fotovoltaice din PNIESC de 4200MW este deja depășită. Pentru 2030 se estimează o depășire a țintei din PNIESC datorată în special evoluției prosumatorilor (centrale fotovoltaice pe acoperiș).

În ceea ce privește evoluția prosumatorilor, Tractebel propune în cadrul acestui studiu două traiectorii alternative de evoluție a prosumatorilor, realizate pe baza evoluției din perioada iunie 2023 - aprilie 2025.

Scenariul pesimist corespunde cu cel indicat de CNTEE Transelectrica SA.

TABEL 3.9. EVOLUȚIA PUTERE INSTALATĂ PROSUMATORI [MW]

Traietorie	2025	2027	2030	2035
Pesimist	-	3.300	4.000	6.000
Realist	3.100	4.400	6.800	7.500
Optimist	-	4.900	7.500	8.000

3.2.3. Evoluție prognozată centrale pe biomasă pentru 2027 – 2030 – 2035 în scenariul de referință

În tabelul următor este prezentată evoluția puterii nete disponibile în centrale pe biomasă în scenariul de referință, conform datelor primite de la CNTEE Transelectrica SA, date utilizate și pentru ERAA 2025. Pentru 2025 este prezentată și puterea netă disponibilă conform situației de la data de 01.02.2025.

TABEL 3.10. EVOLUȚIA PUTERII NETE DISPONIBILE ÎN CENTRALE PE BIOMASĂ ÎN SCENARIUL DE REFERINȚĂ CONFORM ERAA 2025 PENTRU 2027 – 2035 COMPARATIV CU 01.02.2025 - [MW]

Tip combustibil	01.02.2025	2027	2030	2035
Biomasă	127	135	150	200

3.2.4. Evoluție centrale pe cărbune

3.2.4.1. Evoluție centrale pe huiă 2027 – 2030 – 2035 în scenariul de referință

Singura centrală pe huiă cu putere disponibilă din România este CET Paroșeni.

În cadrul etapei de workstatement s-a stabilit o limitare a puterii disponibile pentru CET Paroșeni la 70MW.

TABEL 3.11. EVOLUȚIA PUTERII NETE DISPONIBILE ÎN CET PAROȘENI ÎN SCENARIUL DE REFERINȚĂ CONFORM ERAA 2025 PENTRU 2027 – 2035 COMPARATIV CU 01.02.2025 - [MW]

Grupuri	01.02.2025	2027	2030	2035
Paroșeni	135	70	70	0

3.2.4.2. Evoluție centrale pe lignit 2027 – 2030 – 2035 în scenariul de referință

În tabelul următor este prezentată evoluția puterii nete disponibile în centrale pe lignit în scenariul de referință, conform datelor primite de la CNTEE Transelectrica SA, date utilizate și pentru ERAA 2025.

TABEL 3.12. EVOLUȚIA PUTERII NETE DISPONIBILE ÎN CENTRALE PE LIGNIT ÎN SCENARIUL DE REFERINȚĂ CONFORM ERAA 2025 PENTRU 2027 – 2035 COMPARATIV CU 01.02.2025 - [MW]

Grupuri	2025	2027	2030	2035
Turceni 4	282	0	0	0
Turceni 5	282	0	0	0
Rovinari 6	286	0	0	0
Rovinari 4	286	0	0	0
Rovinari 5	286	0	0	0
Craiova 1	110	110	0	0
Craiova 2	110	0	0	0
Govora 3	45	45	0	0
Govora 4	45	0	0	0
Ișalnița 7	285	0	0	0
Timișoara Sud	12	0	0	0
alti producători mici	3	0	0	0
TOTAL	2.032	155	0	0

PNRR prevede pentru componenta C6 Energie, jalonul nr.119 cu termen la sfârșitul anului 2025: „O capacitate totală instalată de producție de energie electrică pe bază de cărbune și lignit de 3780 MW a fost dezafectată și înlocuită parțial cu o producție de energie electrică pe bază de gaz, flexibilă, eficientă și rezistentă în timp, sau cu o producție combinată de energie electrică și energie termică pe gaz, care permite utilizarea gazelor regenerabile și cu emisii scăzute de dioxid de carbon de 1 300 MW.”

Acest jalon presupune faptul ca la sfârșitul anului 2025 să fie dezafectată o capacitate de 1425 MW (restul de 2355MW fiind deja dezafectată). Ar trebui dezafectate cele doua grupuri de la Craiova, cele doua grupuri de la Govora, câte un grup la Turceni și Rovinari, grupurile de la Ișalnița și de la Iasi.

Conform PNIESC o capacitate suplimentară de 1140 MW în centrale pe lignit (toate celelalte grupuri) ar trebui dezafectată sau trecută în rezervă până la 31.12.2025.

Cu toate acestea în cadrul etapei de workstatement, reprezentanții Ministerului Energiei au precizat că la Craiova și la Govora se va menține în operare câte un grup pentru asigurarea termoficării, respectiv a aburului industrial.

Studiul va cuprinde o evaluare dedicată a adecvării resurselor utilizând abordarea probabilistică indicată în raportul ERAA 2024, cu principalul obiectiv de a evidenția indicatorii specifici de adecvare la nivel național pentru perspectivele de timp analizate 2030 - 2035 și de a confirma condițiile în care strategia de dezafectare a centralelor electrice pe cărbune poate avea loc așa cum a fost planificat inițial, fără a compromite securitatea furnizării de energie, chiar dacă nu se pun în funcțiune la timp noi capacități în centrale pe gaze.

3.2.5. Evoluție centrale pe gaze

În tabelul următor este prezentată evoluția puterii nete disponibile în centrale pe gaze naturale în scenariul de referință, conform datelor primite de la CNTEE Transelectrica SA. Pentru 2027 și 2030 se consideră întârzierea punerii în funcțiune a noilor centrale pe gaze la Mintia respectiv Turceni, Ișalnița, Craiova, Grozăvești, Progresu.

TABEL 3.13. EVOLUȚIA PUTERII NETE DISPONIBILE ÎN CENTRALE PE GAZE ÎN SCENARIUL DE REFERINȚĂ PENTRU 2027 – 2035 COMPARATIV CU 01.02.2025 - [MW]

Gupuri	2025	2027	2030	2035
Turceni CC			0	460
Ișalnița CC			0	825
Craiova CC			0	230
Iernut	188			
Iernut CC		391	391	391
Grozăvești 1	25	25	25	0
Grozăvești 3TG			0	30
București S 3	84	80		
București S 4	84	80	80	
București S CC				226
București V CC	171	150	150	150
Progresu 3	46	45	45	45
Progresu 4	46	45		
Progresu 5			0	60
Oradea	18			
Oradea 6	43	43	43	43
Oradea 7 TG		20	20	20
Bacău TG	13	13		
Bacău CC	11	11		
Brazi 5	98	60		
Brazi 6	98			

Gupuri	2025	2027	2030	2035
Brazi 10	24			
OMV CC	832	832	832	832
Petrobrazii 1	9	9	9	9
Petrobrazii 2	9	9	9	9
Deva CC (Mintia)		0	1.650	1.650
Arad	14	14	14	14
Iași I MT - motor termic 5MW	4	4	4	4
CET Timișoara Colterm-m. t. 2 x 0.5	1	1	1	1
Alte centrale mici	366	366	366	366
Total	2.184	2.198	3.639	5.365

3.2.6. Evoluție centrale nucleare

La orizontul 2035, se previzionează că se vor pune în funcțiune grupurile 3 și 4 la CNE Cernavodă (2x674MW) și centrala cu reactoare modulare mici (439MW).

În tabelul următor este prezentată evoluția puterii nete disponibile în centrale nucleare, conform datelor primite de la CNTEE Transelectrica SA, date utilizate și pentru ERAA 2025.

TABEL 3.14. EVOLUȚIA PUTERII NETE DISPONIBILE ÎN CENTRALE NUCLEARE PENTRU 2027 – 2035 COMPARATIV CU 01.02.2025 - [MW]

Centrale nucleare	2025	2027	2030	2035
CNE Cernavodă	1.300	650	1.300	2.678
Reactoare modulare mici (SMR)	0	0	0	439
Total	1.300	650	1.300	3.087

În scenariul de referință 2035 se va considera întârzierea punerii în funcțiune a noilor grupuri nucleare.

3.2.7. Evoluție centrale hidroelectrice

Pe durata etapei de workstatement a fost confirmată următoarea evoluție a punerilor în funcțiune de noi surse CHE:

- În 2029 CHE Pașcani, pe Siret cu 3 grupuri cu puteri nete disponibile: 4+4+2,2 MW (lac de acumulare)
- În 2030 CHE Herculane, pe Cerna – Belareca 14,7 MW (iaz de acumulare)
- În 2026 CHE Răstolița, pe Mureș cu 2 grupuri 2 x 17,6 MW (lac de acumulare)
- În 2032 CHE Lotrioara, pe Olt cu 2 grupuri 2 x 7 MW (pe firul apei)
- În 2032 CHE Căineni, pe Olt cu 2 grupuri 2 x 14,88 MW (iaz de acumulare)
- În 2027 CHE Dumitra, pe Jiu cu 3 grupuri 3 x 8,45 MW (iaz de acumulare)
- În 2027 CHE Bumbești, pe Jiu cu 3 grupuri 3 x 13,5 MW (pe firul apei)
- În 2027 CHE Nechoiașu II, pe Siriu cu 55MW (iaz de acumulare)

În tabelul următor este prezentată evoluția puterii nete disponibile în centrale hidroelectrice în scenariul de referință, conform datelor primite de la CNTEE Transelectrica SA, date utilizate și pentru ERAA 2025.

Pentru perioada 2027-2035 este aplicată o reducere de putere de 15% conform experienței operaționale de la nivelul OTS.

S-a ținut cont de faptul că anumite grupuri sunt retrase din funcționare pentru re tehnologizare. Din acest motiv puterea netă disponibilă totală scade în 2027 și 2030 față de 2025, deși se previzionează instalarea de grupuri noi.

TABEL 3.15. EVOLUȚIA PUTERII NETE DISPONIBILE ÎN CENTRALE HIDROELECTRICE ÎN SCENARIUL DE REFERINȚĂ CONFORM ERAA 2025 PENTRU 2027 – 2035 COMPARATIV CU 01.02.2025 - [MW]

Tipuri Centrale hidroelectrice	2025	2025 redus cu 15%	2027	2030	2035
CHE cu iaz de acumulare	265	225	293	332	332
CHE cu lac de acumulare	2.595	2.206	1.873	1.965	2.291
CHE pe firul apei	3.391	2.882	2.895	2.938	2.922
Total	6.251	5.313	5.061	5.235	5.545

3.2.8. Evoluție instalații de stocare

Conform PNIESC: "Obiectivul este de a avea o capacitate totală instalată de stocare a energiei electrice în baterii de 1.200 MW sau 2.400 MWh până în 2030. Instalarea capacităților de stocare prin baterii și construirea, până în 2030, de centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (CHEAP) cu o capacitate totală de aproximativ 800 MW vor spori semnificativ flexibilitatea sistemului energetic. Se estimează că, până în 2035, capacitatea de stocare în baterii instalată va ajunge la 2.000 MW și în 2045 la 4.500 MW, răspunzând astfel nevoii de integrare în SEN a noilor capacități de producție de energie din SRE (în special, solare și eoliene)."

În tabelul următor este prezentată evoluția puterii nete disponibile în instalații de stocare, conform datelor primite de la CNTEE Transelectrica SA.

TABEL 3.16. EVOLUȚIA PUTERII NETE DISPONIBILE ÎN INSTALAȚII DE STOCARE ÎN SCENARIUL REALIST PENTRU 2027 – 2035 COMPARATIV CU 01.02.2025 - [MW]

Tipuri instalații de stocare	2025	2027	2030	2035
Baterii electrice BESS	240	1.546	2.000	2.800
Centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (CHEAP)	0	0	0	800
Total	240	1.546	2.000	3.600

În ceea ce privește instalațiile de stocare, Tractebel propune în cadrul acestui studiu două scenarii alternative de evoluție. Scenariul pesimist pentru baterii electrice corespunde cu PNIESC.

Datele pentru scenariul realist 2027 și 2030 au fost furnizate de CNTEE Transelectrica SA. Pentru 2030 CNTEE Transelectrica SA a propus puterea instalată 2000MW. Tractebel propune 2800MW pentru 2035 pentru a păstra un trend ascendent.

TABEL 3.17. EVOLUȚIA PUTERII NETE DISPONIBILE ÎN INSTALAȚII DE STOCARE [MW]

Traietorie	Tip stocare	2025	2027	2030	2035
Pesimist	BESS	240	500	1.200	2.000
	CHEAP	0	0	0	800
Realist	BESS	240	1.546	2.000	2.800
	CHEAP	0	0	0	800
Optimist	BESS	240	2.000	4.600	7.000
	CHEAP	0	0	0	1.100

3.3. Costuri de combustibil și CO2

Transelectrica a indicat costurile combustibilului și taxele de CO2 utilizate pentru ERAA 2025. Aceste date sunt prezentate în tabelul de mai jos:

TABEL 3.18. COST COMBUSTIBIL ȘI CO2

Tip combustibil	2028	2030	2033	2035
Huilă [Euro/GJ]	4,15	4,10	4,04	4,00
Gaz [Euro/GJ]	9,01	9,62	10,17	10,54
Lignit [Euro/GJ]	3,15	3,15	3,15	3,15
Nuclear [Euro/GJ]	0,61	0,61	0,61	0,61
CO2 [Euro/tonă]	76	97	157	198

3.4. Necesarul de rezerve de reglaj

Transelectrica a indicat rezervele de reglaj necesare pentru 2027, 2030, 2035. Valorile sunt prezentate în tabelul de mai jos:

TABEL 3.19. REZERVE DE REGLAJ NECESARE [MW]

Tip rezervă	Tehnologie	2027	2030	2035
FCR	Termo	15	10	10
FCR	Hidro	45	40	40
FCR	Baterii	0	10	10
Total FRR		60	60	60
FRR	Termo	400	700	700
FRR	Hidro	500	500	500
FRR	Baterii	200	650	700
Total FRR		1.100	1.850	1.900

3.5. Scenarii privind evoluția capacității de interconexiune

La realizarea modelului de calcul vor fi avute în vedere capacitățile de schimb transfrontalier (NTC) ale SEN conform detaliilor prezentate în tabelul următor. Acestea sunt valori orientative, maxime negarantate pentru fiecare an analizat.

TABEL 3.20. CAPACITĂȚI DE TRANSFER TRANSFRONTALIER [MW]

Link	2027	2030	2035
RO -> BG	2.550	2.550	2.550
BG -> RO	2.550	2.550	2.550
RO -> UA	500	500	500
UA -> RO	500	500	500
RO -> RS	900	2.024	2.024
RS -> RO	900	1.820	1.820
RO -> MD	500	500	850
MD -> RO	500	500	850
RO -> HU	1.000	1.335	2.075
HU -> RO	1.000	1.617	3.027

La **etapa 2027** vor fi considerate ca disponibile următoarele capacități de schimb transfrontalier:

- **5.450 MW - Import maxim posibil**
 - 4.450 MW dinspre UE + RS
 - BG -> RO 2.550 MW
 - HU -> RO 1.000 MW
 - RS -> RO 900 MW
 - 1.000 MW dinspre Rep. Moldova + Ucraina
 - MD -> RO 500 MW
 - UA -> RO 500 MW
- **5.450 MW - Export maxim posibil**
 - 4.450 MW către UE + RS
 - RO -> BG 2.550 MW
 - RO -> HU 1.000 MW
 - RO -> RS 900 MW
 - 1.000 MW către Rep. Moldova + Ucraina
 - RO -> MD 500 MW
 - RO -> UA 500 MW

La **etapa 2030** vor fi considerate ca disponibile următoarele capacități de schimb transfrontalier:

- **6.987 MW - Import maxim posibil**
 - 5.987 MW dinspre UE + RS
 - BG -> RO 2.550 MW
 - HU -> RO 1.617 MW
 - RS -> RO 1.820 MW
 - 1.000 MW dinspre Rep. Moldova + Ucraina
 - MD -> RO 500 MW
 - UA -> RO 500 MW
- **6.909 MW - Export maxim posibil**
 - 5.909 MW către UE + RS
 - RO -> BG 2.550 MW
 - RO -> HU 1.335 MW
 - RO -> RS 2.024 MW
 - 1.000 MW către Rep. Moldova + Ucraina
 - RO -> MD 500 MW
 - RO -> UA 500 MW

La **etapa 2035** vor fi considerate ca disponibile următoarele capacități de schimb transfrontalier:

- **8.747 MW - Import maxim posibil**
 - 7.397 MW dinspre UE + RS
 - BG -> RO 2.550 MW
 - HU -> RO 3.027 MW
 - RS -> RO 1.820 MW
 - 1.350 MW dinspre Rep. Moldova + Ucraina
 - MD -> RO 850 MW
 - UA -> RO 500 MW

- **7.999 MW - Export maxim posibil**
 - 6.649 MW catre UE + RS
 - RO -> BG 2.550 MW
 - RO -> HU 2.075 MW
 - RO -> RS 2.024 MW
 - 1.350 MW catre Rep. Moldova + Ucraina
 - RO -> MD 850 MW
 - RO -> UA 500 MW

Pentru evoluția orară a capacităților de schimb transfrontalier cu Bulgaria, Serbia, Ungaria, s-a agreat cu beneficiarul utilizarea aceluiași profil orar de variație precum cel disponibil pentru anul 2024 pe platforma de transparență ENTSO-E. Astfel, distribuția orară a capacităților de schimb va fi aplicată proporțional valorilor anuale NTC maxime estimate pentru fiecare an de simulare, menținându-se forma curbei istorice.

Pentru Ucraina și Republica Moldova, schimburile orare de putere au fost stabilite pe baza valorilor orare înregistrate pe întreaga perioadă a anului 2024.

Această abordare va permite integrarea realistă a fluxurilor transfrontaliere în evaluarea echilibrului energetic național, a importurilor/ exporturilor posibile precum și evidențierea riscurilor de congestie, având în vedere contextul regional.

3.6. Modelarea sistemelor externe

Pentru modelarea sistemelor externe Bulgaria, Serbia, Ungaria vor fi preluate datele publicate pe site-ul ENTSO-E pentru studiul ERAA 2024.

3.7. Structură RET

Față de situația actuală, în schema RET la etapele propuse spre analizare s-au considerat realizate lucrările prevăzute în Planul de Dezvoltare al RET perioada 2024 – 2033.

În cadrul **etapei 2027** au fost considerate realizate și în funcțiune următoarele instalații noi:

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței. Extinderea stației 220/110 kV Stâlp prin construirea stației 400/110 kV (1x250 MVA). Această investiție este cuprinsă în proiectul 138 “Black Sea Corridor”;
- Trecerea la tensiunea de funcționare de 400 kV a LEA Stâlp – Teleajen – Brazi Vest;
- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș, cu un circuit echipat, investiție cuprinsă în proiectul 138 “Black Sea Corridor”.
- Echiparea circuitului al doilea al LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș
- Racordarea stației 220 kV Ostrovu Mare (CHE Porțile de Fier II) intrare – ieșire într-un circuit al LEA 220 kV d.c. Porțile de Fier – Cetate;
- Trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz. Înlocuirea stației 220/110 kV Timișoara prin construirea stației noi 400/220/110 kV (2x250 MVA, 1x400 MVA). Această investiție este cuprinsă în proiectul 144 “Mid Continental Corridor”;
- echiparea circuitului 2 al LEA 400kV Nădab-Bekescaba

- Stație nouă 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare Iernut în RED (Cuzdrioara)
- Montare AT nou 400/220 kV în stația Roșiori
- Montarea unui AT suplimentar în stația Fundeni 220/110kV
- Montarea unui T suplimentar în stația București Sud 400/110kV
- LEA 400 kV Medgidia Sud – Constanța;

Proiectele prezentate mai sus se vor realiza pe termen mediu conform Planului de Dezvoltare a RET. Analiza de adecvanță pentru 2027 nu va lua în considerare nefinalizarea tuturor acestor proiecte în anul 2027. Limitarea transferului de putere cu țările vecine este făcută prin valoarea NTC.

În Figura 3.6 este prezentată Schema RET pentru etapa 2027, considerând realizarea lucrărilor de dezvoltare și modernizare a RET conform Planului de Dezvoltare a RET Perioada 2024 - 2033.

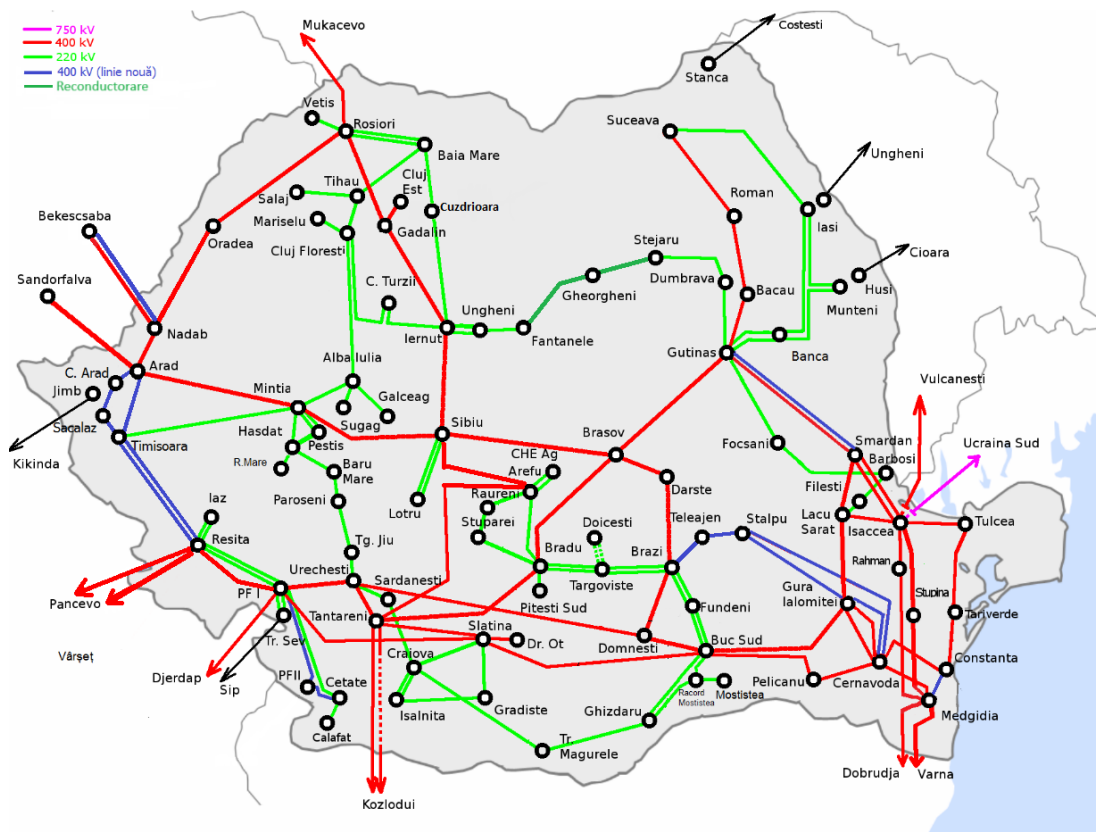


Figura 3.6 – SCHEMA RET LA ETAPA 2027

Asociat **etapei 2030**, configurația rețelei de transport va fi aceeași cu cea a etapei 2027 (de termen mediu), **în plus fiind considerat doar circuitul 2 al LEA 400kV Porțile de Fier - Djerdap**. Astfel, analizele prezentate în cadrul studiului asociate configurației rețelei de transport vor fi acoperitoare în cazul în care se vor realiza decalări/întârzieri ale proiectelor de dezvoltare a rețelei de transport estimate cu punere în funcțiune la etapa 2030 (ex: LEA 400 kV Suceava – Bălți sau LEA 400 kV Gădălin – Suceava).

În cadrul **Etapei 2035** au fost considerate realizate și în funcțiune următoarele instalații noi cu impact asupra secțiunilor/zonelor SEN:

- LEA 400 kV Stâlpu - Brașov, inclusiv interconectarea la SEN (linie nouă)
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit
- LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)
- LEA 400 kV s.c. Suceava - Bălți (LEA nouă - pentru porțiunea de pe teritoriul României)
- Realizarea stației 400 kV Botoșani echipată cu un T 400/110 kV 250 MVA, și racordarea în sistem „intrare – ieșire” în LEA 400 kV Suceava – Bălți.
- Realizarea stației 400 kV Fundeni echipată cu un T 400/110 kV 250 MVA, instalarea unei bobine de compensare 100 MVar, LEA 400 kV Fundeni – Brazi Vest și racordarea stației 400 kV Fundeni în sistem „intrare – ieșire” în LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței.
- Realizarea stației 400 kV Grozăvești echipată cu două T 400/110 kV 250 MVA, LES 400 kV Domnești – Grozăvești, LES 400 kV Grozăvești – București Sud și instalarea a două bobine de compensare 100 MVar.
- LEA 400kV Porțile de Fier - Djerdap circuitul 2
- Stația 400/110kV Bistrița de injecție din LEA 400kV Suceava - Gădălin în RED
- LEA 400 kV Oradea Sud – Jozsa.

În Figura 3.7 este prezentată Schema RET pentru etapa 2035, considerând realizarea lucrărilor de dezvoltare și modernizare a RET conform Planului de Dezvoltare a RET Perioada 2024 - 2033.

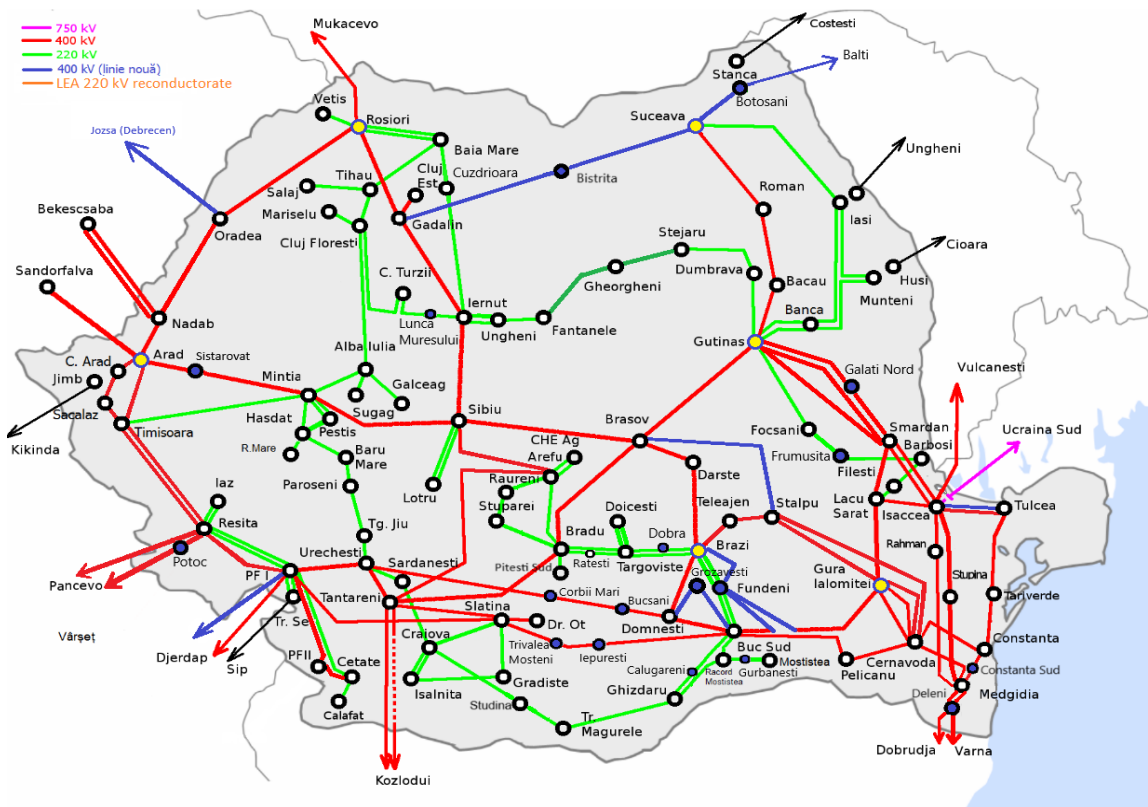


Figura 3.7 – SCHEMA RET ETAPA 2035

4. *EVALUAREA CAPABILITĂȚILOR DE APĂRARE ȘI DE RESTAURARE ÎN CAZUL UNUI COLAPS TOTAL SAU PARȚIAL AL SEN – **CONFIDENȚIAL***

Confidențial

5. SCENARIILE DE EVALUAT

La nivelul acestui capitol se prezintă în detaliu scenariile de analiză utilizate în simulările Antares, incluzând structura completă a combinațiilor de ipoteze de evoluție a consumului și puterii disponibile în centrale electrice, și metodologia de construcție a acestora.

În cadrul studiului se vor analiza scenarii centrale de referință și scenarii alternative.

5.1. Etapa 2027

Ipotezele de bază privind evoluția consumului, a capacităților de generare și a capacităților de schimb transfrontalier au fost detaliate anterior în Capitolul 3.

În această secțiune sunt prezentate, într-o formă centralizată, elementele esențiale pentru etapa 2027 aferente scenariului central de referință și a scenariilor alternative, atât din perspectiva capacităților de generare, cât și din perspectiva consumului, împreună cu principalele ipoteze asociate fiecăruia.

În cadrul **scenariului central de referință (SCR)** se consideră:

- retragerea din exploatare a centralelor pe lignit conform Țintei 119 din PNRR (rămân în exploatare un grup la Craiova și un grup la Govora);
- întârzierea punerii în funcțiune a grupurilor noi pe gaze de la centrala Mintia;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o putere instalată în electroizoare de 0 MW;
- se consideră o evoluție realistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

Pentru scenariul central de referință se fac următoarele precizări:

- În ceea ce privește bateriile electrice, s-a considerat ajustarea modelului de calcul în scenariul central de referință după cum urmează:
- 300 MW/1200 MWh asociați IS dedicate exclusiv SRE să fie considerați în modelul de calcul (out of the market) astfel: reducerea producției disponibile în CEF în intervalul 11:00 – 15:00 cu câte 300 MW/h și disponibilizarea unei producții fictive suplimentare din CEF în intervalul 18:00 – 22:00 cu câte 300 MW/h;
- 200 MW/600 MWh să fie considerați în modelul de calcul (on the market) ca disponibil rezervă de control putere activă în SEN;

În cadrul **scenariului alternativ 1 – SA1** se păstrează aceleași ipoteze ca în scenariul central de referință (SCR), singura diferență constând în menținerea în exploatare a trei grupuri pe lignit la Rovinari din care unul în rezervă tehnică și două grupuri la Turceni din care unul în rezervă tehnică (854 MW putere disponibilă în total în cadrul acestor două centrale).

Sa realizat ajustarea modelului de calcul din perspectiva considerării în simulările asociate scenariului alternativ 1 a grupurilor generatoare în rezervă de la CTE Turceni și CTE Rovinari, după cum urmează: câte un grup în funcțiune de la CTE Turceni și CTE Rovinari va fi considerat disponibil 100 % din timp prin particularizarea indicatorilor de fiabilitate asociați.

În cadrul **scenariului alternativ 2 (SA2)** se consideră:

- retragerea din exploatare a centralelor pe cărbune conform Țintei 119 din PNRR (rămân în exploatare un grup la Craiova și un grup la Govora);
- punerea în funcțiune a grupurilor noi pe gaze de la centrala Mintia (1000 MW);
- o evoluție realistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată de 45,27 MW în electrolizoare;
- se consideră o evoluție pesimistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

Pentru acest scenariu se fac următoarele precizări:

În ceea ce privește bateriile electrice, s-a considerat ajustarea modelului de calcul după cum urmează:

- 1000 MW/4000 MWh asociați IS dedicate exclusiv SRE să fie considerați în modelul de calcul (out of the market) astfel: reducerea producției disponibile în CEF în intervalul 11:00 – 15:00 cu câte 1000 MW/h și disponibilizarea unei producții fictive suplimentare din CEF în intervalul 18:00 – 22:00 cu câte 1000 MW/h;
- 546 MW/1092 MWh să fie considerați în modelul de calcul (on the market) ca disponibil rezervă de control putere activă în SEN;

În cadrul **scenariului alternativ 3 – SA3** se păstrează aceleași ipoteze ca în scenariul alternativ 2 (SA2), singura diferență constând în menținerea în exploatare a trei grupuri pe lignit la Rovinari din care unul în rezervă tehnică și două grupuri la Turceni din care unul în rezervă tehnică (854 MW putere disponibilă în total în cadrul acestor două centrale).

S-a realizat ajustarea modelului de calcul din perspectiva considerării în simulările asociate scenariului alternativ 3 a grupurilor generatoare în rezervă de la CTE Turceni și CTE Rovinari, după cum urmează: câte un grup în funcțiune de la CTE Turceni și CTE Rovinari va fi considerat disponibil 100 % din timp prin particularizarea indicatorilor de fiabilitate asociați.

Pentru a facilita înțelegerea modului de construcție a scenariilor analizate, Figura 5.1 sintetizează structura acestora din perspectiva datelor de intrare, evidențiind principalele ipoteze și elemente considerate în procesul de modelare.

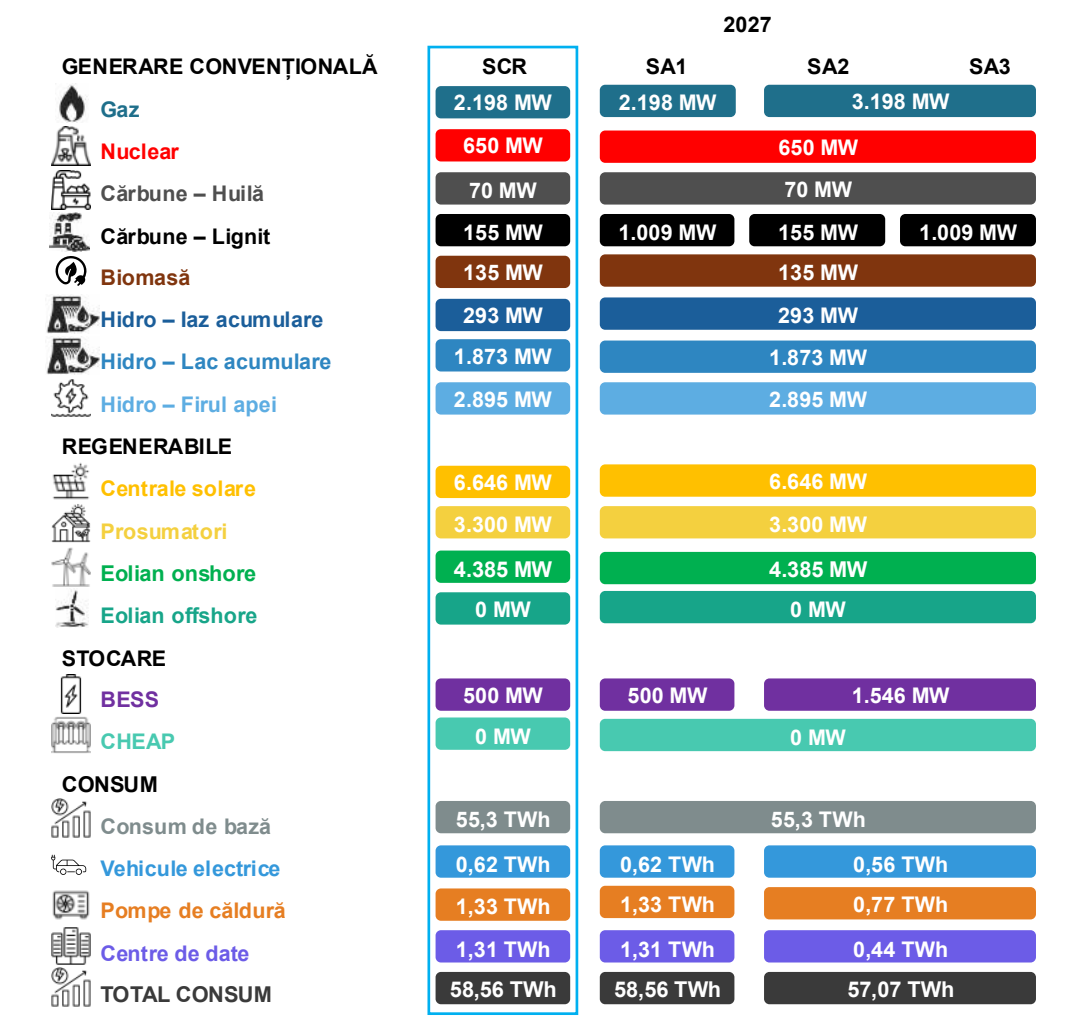


Figura 5.1 Structura scenariilor analizate – Etapa 2027

5.2. Etapa 2030

Ipotezele de bază privind evoluția consumului, a capacităților de generare și a capacităților de schimb transfrontalier au fost detaliate în cadrul Capitolului 3.

În această secțiune sunt prezentate, într-o formă centralizată, elementele esențiale pentru etapa 2030 aferente **scenariului central de referință (SCR)** și a celor două **scenarii alternative (SA1 și SA2)**, atât din perspectiva capacităților de generare, cât și din perspectiva consumului, împreună cu principalele ipoteze asociate fiecăruia.

În **scenariului central de referință (SCR)** se consideră:

- întârzierea punerii în funcțiune a grupurilor noi pe gaze în centralele Turceni, Ișalnița, Craiova, Grozăvești, Progresu;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată în electroliizoare de 0 MW;
- se consideră o evoluție realistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

În cadrul **scenariului alternativ 1 (SA1)** se consideră:

- punerea în funcțiune a grupurilor noi pe gaze în centralele Turceni, Ișalnița, Craiova, Grozăvești, Progresu;

- o evoluție realistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată de 100 MW în electrolizoare;
- se consideră o evoluție pesimistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

În **scenariul alternativ 2 (SA2)** se consideră:

- punerea în funcțiune a grupurilor noi pe gaze în centralele Turceni, Ișalnița, Craiova, Grozăvești, Progresu;
- o evoluție optimistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție realistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată de 100MW în electrolizoare.
- se consideră o evoluție optimistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

Figura 5.2 prezintă, în mod sintetic, capacitățile de generare și parametri principali de consum aferenți fiecărui scenariu pentru anul 2030.

	2030		
	SCR	SA1	SA2
GENERARE CONVENȚIONALĂ			
Gaz	3.639 MW	5.244 MW	
Nuclear	1.300 MW	1.300 MW	
Cărbune – Huilă	70 MW	70 MW	
Cărbune – Lignit	0 MW	0 MW	
Biomasă	150 MW	150 MW	
Hidro – Iaz acumulare	332 MW	332 MW	
Hidro – Lac acumulare	1.965 MW	1.965 MW	
Hidro – Firul apei	2.938 MW	2.938 MW	
REGENERABILE			
Centrale solare	8.550 MW	8.550 MW	
Prosumatori	4.000 MW	4.000 MW	6.800 MW
Eolian onshore	7.385 MW	7.385 MW	
Eolian offshore	0 MW	0 MW	
STOCARE			
BESS	1.200 MW	2.000 MW	4.600 MW
CHEAP	0 MW	0 MW	
CONSUM			
Consum de bază	58,5 TWh	58,5 TWh	
Vehicule electrice	1,18 TWh	0,94 TWh	1,3 TWh
Pompe de căldură	2,06 TWh	1,15 TWh	2,96 TWh
Centre de date	3,24 TWh	0,96 TWh	5,43 TWh
TOTAL CONSUM	64,98 TWh	61,55 TWh	68,19 TWh

Figura 5.2 Structura scenariilor analizate – Etapa 2030

5.3. Etapa 2035

Ipotezele de bază privind evoluția consumului, a capacităților de generare și a capacităților de schimb transfrontalier au fost detaliate în cadrul Capitolului 3.

În această secțiune sunt prezentate, într-o formă centralizată, elementele esențiale pentru etapa 2035 aferente scenariului central de referință (SCR) și a celor două scenarii alternative (SA1 și SA2), atât din perspectiva capacităților de generare, cât și din perspectiva consumului, împreună cu principalele ipoteze asociate fiecăruia.

În **scenariului central de referință (SCR)** se consideră:

- întârzierea punerii în funcțiune a grupurilor noi în centralele nucleare (grupurile 3 și 4 la CNE Cernavodă și centrala cu reactoare modulare mici);
- o evoluție pesimistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată în electrolizoare de 336 MW;
- se consideră o evoluție realistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

În cadrul **scenariului alternativ 1 (SA1)** se consideră:

- o evoluție realistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată de 336 MW în electrolizoare;
- se consideră o evoluție pesimistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

În **scenariul alternativ 2 (SA2)** se consideră:

- o evoluție optimistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție realistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată de 336 MW în electrolizoare
- se consideră o evoluție optimistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

Figura 5.3 prezintă, în mod sintetic, capacitățile de generare și parametri principali de consum aferenți fiecărui scenariu pentru anul 2035.

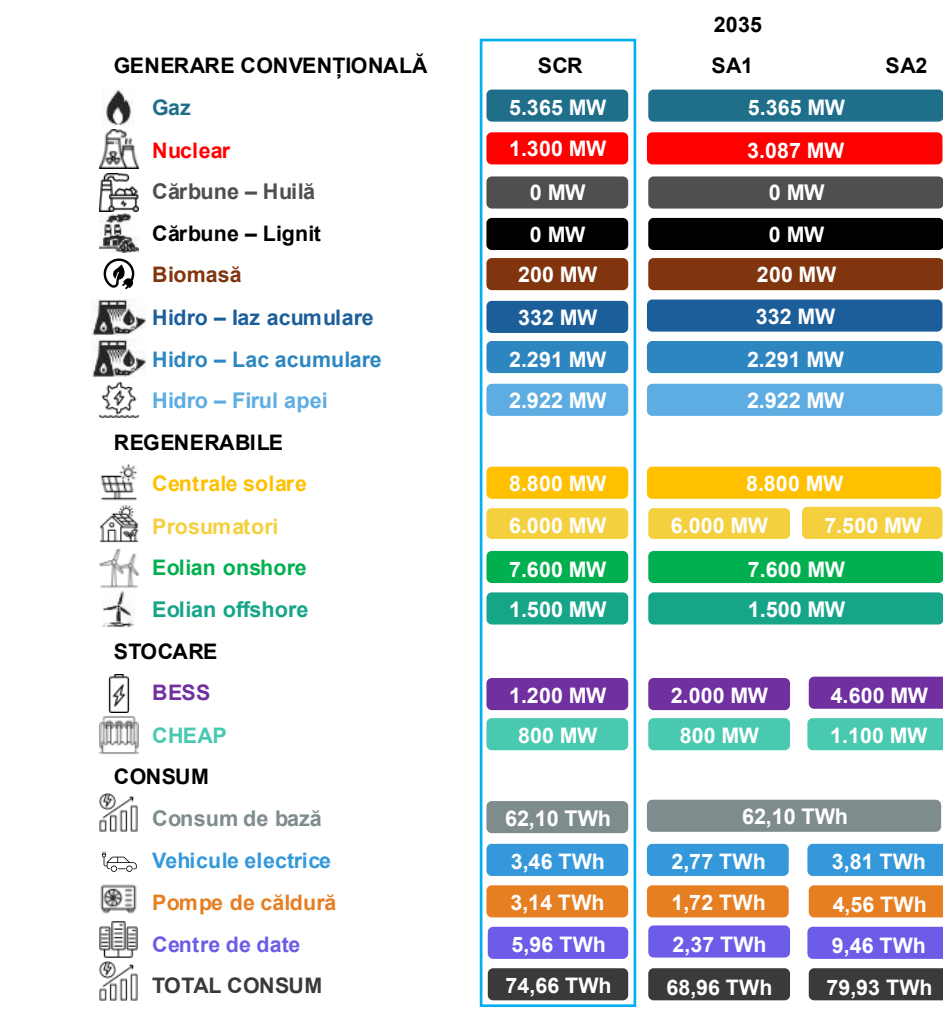


Figura 5.3 Structura scenariilor analizate – Etapa 2035

5.4. Analize comparative NRAA - ERAA

În cadrul acestui capitol este prezentată o analiză comparativă între scenariul central de referință considerat în cadrul acestui studiu pentru 2027 și scenariul considerat în cadrul analizei ERAA 2024 pentru 2028, analiza ale cărei date de intrare și rezultate sunt publicate pe site-ul ENTSO-E.

Sunt prezentate în continuare comparații ale ipotezelor ce privesc:

- puterea netă disponibilă în centrale electrice,
- costul combustibililor,
- consumul prognozat la nivel național,
- rezervele necesare de putere,
- capacitățile de schimb transfrontalier (NTC)

În ceea ce privește evoluția centralelor electrice, scenariile din cadrul studiului sunt construite în acord cu documentele strategice disponibile la nivel național și cu informațiile primite de la producătorii existenți cu privire la instalarea de noi grupuri și scoaterea din funcțiune a unor grupuri cu durata de viață depășită.

Tabelul următor prezintă, în mod sintetic, capacitățile de generare considerate în scenariului central de referință din cadrul studiului de față (NRAA 2027), respectiv în scenariul de referință considerat în cadrul ERAA2024 pentru etapa 2028.

TABELUL 5.1. GENERARE DE ENERGIE ELECTRICĂ SCR 2027 VS ERAA2024 PENTRU 2028

Configurare scenarii		SCR pentru 2027	ERAA2024 pentru 2028	
Generare	Tehnologie	P_{net} disponibil [MW]	P_{net} disponibil [MW]	
	Gaz	2.198	6.052	
	Cărbune	Huilă	70	130
		Lignit	155	0
	Nuclear	650	650	
	Hidro	CHE cu iaz de acumulare	293	0
		CHE cu lac de acumulare	1.873	2.281
		CHE pe firul apei	2,895	4.147
	Biomasă	135	130	
	Solar	Centrale	6.646	6.900
		Pe acoperiș (Prosumatori)	3.300	0
	Eolian	Onshore	4.385	5.500
		Offshore	0	0
	Stocare	Baterii electrice	500	330
		CHEAP	0	0
TOTAL		23.100	26.120	

Se remarcă o diferență semnificativă în ceea ce privește puterea netă disponibilă considerată în centrale electrice în scenariul central de referință pentru etapa 2027 comparativ cu scenariul de referință pentru 2028 din cadrul ERAA 2024.

Puterea netă disponibilă în centrale pe gaz este mai mică în scenariul central de referință pentru etapa 2027 comparativ cu scenariul de referință pentru 2028 din cadrul ERAA 2024. În cadrul unui scenariu alternativ NRAA 2027 analizează și cazul în care se consideră în funcțiune CECC Mintia, puterea netă disponibilă în centrale pe gaz crescând cu 1000MW față de scenariul central de referință (SCR).

Puterea netă disponibilă în centrale pe lignit se consideră 155 MW în scenariul central de referință pentru etapa 2027, iar în cadrul ERAA 2024 s-a considerat scoaterea completă din funcțiune a centralelor pe lignit.

În scenariul central de referință pentru etapa 2027 se consideră o limitare a puterii disponibile în centrala pe huilă CET Paroșeni, precum și o limitare a puterii disponibile în centrale hidroelectrice din motive operaționale și din motive de lipsă de apă, ceea ce reprezintă o modelare mai realistă a funcționării acestor centrale.

La CNE Cernavodă este luată în considerare re tehnologizarea unui grup în atât în NRAA 2027 cât și în ERAA 2024.

Puterea netă disponibilă în centrale fotovoltaice este mult mai mare în scenariul central de referință din cadrul NRAA 2027 comparativ cu scenariul similar din cadrul ERAA 2024 ca urmare a considerării unei creșteri semnificative la nivelul prosumatorilor (CEF pe acoperiș) – conform proiecțiilor actualizate la nivel național.

Profilarea orară a producției CEE și CEF este corelată cu factorii meteorologici conform seriilor de timp din cadrul ERAA 2024 (PEMMDB).

În plus față de scenariul central de referință sunt propuse scenarii alternative care iau în considerare dezvoltarea optimistă a surselor de generare și instalațiilor de stocare la nivel național.

În tabelul următor se prezintă consumul considerat în scenariul central de referință în cadrul NRAA 2027 comparativ cu cel asociat etapei 2028 din cadrul ERAA 2024.

TABELUL 5.2. CONSUMUL INTERN PROGNOZAT

Consum	SCR pentru 2027	ERAA 2024 pentru 2028
	[TWh]	[TWh]
Consum de bază	55,3	57,4
Vehicule electrice	0,62	0,65
Pompe de căldură	1,33	0
Centre de date	1,31	0

Modelarea orară a fost realizată utilizând curbele de consum disponibile în cadrul studiului ERAA 2024.

Pentru vehicule electrice, modelarea orară a fost realizată de asemenea utilizând curba de consum specifică disponibilă în cadrul studiului ERAA 2024.

În tabelul următor se prezintă consumul dispecerizabil prognozat pentru scenariul central de referință 2027 comparativ cu etapele 2026 și 2028 din cadrul ERAA 2024.

TABELUL 5.3. CONSUMUL DISPECERIZABIL

Consum dispecerizabil	SCR pentru 2027	ERAA 2024 pentru 2028
	[MW]	[MW]
Electrolizoare	45	300

Transelectrica a indicat costurile combustibilului și taxele de CO₂ utilizate pentru ERAA 2025. Aceste date sunt prezentate în tabelul de mai jos, comparativ cu cele utilizate la ERAA 2024:

TABELUL 5.4. COSTURI COMBUSTIBIL ȘI CO₂

Tip combustibil	SCR pentru 2027	ERAA 2024 pentru 2028
Huică [Euro/GJ]	4,15	2,59
Gaz [Euro/GJ]	9,01	6,77
Lignit [Euro/GJ]	3,15	2,75
Nuclear [Euro/GJ]	0,61	1,95
CO ₂ [Euro/tonă]	76	105

Transelectrica a indicat rezervele de reglaj necesare pentru 2027. Valorile sunt prezentate în tabelul de mai jos comparativ cu cele utilizate la ERAA 2024:

TABELUL 5.5. REZERVE DE REGLAJ NECESARE

Tip rezervă	Tehnologie	SCR pentru 2027	ERAA 2024 pentru 2028
		[MW]	[MW]
FCR	Termo	15	15
FCR	Hidro	45	45
FCR	Baterii	0	0
Total FRR		60	60
FRR	Termo	400	280
FRR	Hidro	500	465
FRR	Baterii	200	5
Total FRR		1.100	750

Pentru anul 2027 rezervele de reglaj necesare sunt mai bine corelate cu puterea instalată în centrale eoliene și fotovoltaice. În special creșterea puterii instalate în centrale eoliene necesită creșterea rezervelor necesare din cauza variabilității mari a puterii generate.

Capacitățile de schimb transfrontalier (NTC) ale SEN sunt prezentate în tabelul următor, comparativ pentru scenariul central de referință 2027 și pentru etapa 2028 din cadrul ERAA 2024.

Acestea sunt valori orientative, maxime negarantate pentru fiecare an analizat.

TABELUL 5.6. CAPACITĂȚILE DE SCHIMB TRANSFRONTALIER (NTC) [MW]

Link	SCR pentru 2027	ERAA 2024 pentru 2028
	[MW]	[MW]
RO -> BG	2.550	2.000
BG -> RO	2.550	2.000
RO -> UA	500	-
UA -> RO	500	-
RO -> RS	900	1.244
RS -> RO	900	1.100
RO -> MD	500	-
MD -> RO	500	-
RO -> HU	1.000	1.400
HU -> RO	1.000	1.300

Pentru evoluția orară a capacităților de schimb transfrontalier cu Bulgaria, Serbia, Ungaria, s-a agreat cu beneficiarul utilizarea aceluiași profil orar de variație precum cel disponibil pentru anul 2024 pe platforma de transparență ENTSO-E. Astfel, distribuția orară a capacităților de schimb va fi aplicată proporțional valorilor anuale NTC maxime estimate pentru fiecare an de simulare, menținându-se forma curbei istorice.

Pentru Ucraina și Republica Moldova, schimburile orare de putere au fost stabilite pe baza valorilor orare înregistrate pe întreaga perioadă a anului 2024.

Variația cererii consideră exporturi către Rep. Moldova și Ucraina după cum urmează: 715 GWh export total anual către Rep. Moldova, 905 GWh export total anual către Ucraina.

Această abordare va permite integrarea realistă a fluxurilor transfrontaliere în evaluarea echilibrului energetic național, a importurilor/ exporturilor posibile precum și evidențierea riscurilor de congestie, având în vedere contextul regional.

În cadrul ERAA 2024 capacitățile de schimb au avut aceeași valoare pentru toate orele din cadrul 2026 respectiv 2028, valoare precizată în tabelul de mai sus.

Pentru modelarea sistemelor externe Bulgaria, Serbia, Ungaria au fost preluate datele publicate pe site-ul ENTSO-E pentru studiul ERAA 2024 pentru anul 2028.

Având în vedere diferențele semnificative prezentate mai sus, este evident că și rezultatele obținute și concluziile în cadrul studiului de adecvanță la nivel național sunt mult diferite de cele din cadrul studiului ERAA 2024 publicat pe site-ul ENTSO-E.

6. EVALUAREA REZILIENȚEI SEN ÎN EUROPA CENTRALĂ ȘI DE SUD-EST

6.1. Context

Evaluarea adecvanței sistemului electroenergetic se bazează pe un set de indicatori standardizați la nivel european, utilizați pentru definirea și monitorizarea standardului de fiabilitate impus prin Regulamentul (UE) 2019/943 privind piața internă de energie electrică. Conform acestuia, statele membre au obligația de a defini un Reliability Standard (RS) pentru evaluarea adecvanței sistemului național.

Metodologia armonizată de calcul a fost adoptată de ACER prin Decizia nr. 23/2020 și reprezintă cadrul unic aplicat la nivel european pentru determinarea indicatorilor LOLE, VoLL și CONE, precum și pentru stabilirea nivelului țintă al standardului de fiabilitate. Această metodologie este utilizată inclusiv în studiile de tip European Resource Adequacy Assessment (ERAA), elaborate de ENTSO-E.

Standardul de fiabilitate exprimă nivelul maxim acceptabil al riscului de deficit de capacitate și este fundamentat pe un echilibru economic între costul investiției într-o nouă capacitate (CONE) și costul socio-economic al energiei nelivrate (VoLL). Prin această abordare, evaluarea adecvanței integrează atât dimensiunea tehnică (probabilitatea și durata deficitului), cât și dimensiunea economică (impactul asupra bunăstării sociale), asigurând comparabilitatea între statele membre și armonizarea măsurilor de securitate energetică la nivel european.

6.2. Indicatori specifici de adecvanță SEN

VoLL (Value of Lost Load)

Indicatorul VoLL (Value of Lost Load) reprezintă valoarea monetară asociată energiei electrice nelivrate către consumatori, exprimată în €/MWh. Acest indicator reflectă costul economic și social al întreruperilor de alimentare, respectiv nivelul pierderilor pe care consumatorii sunt dispuși să le evite prin asigurarea continuității furnizării energiei electrice.

Pentru estimarea valorilor VoLL la nivelul României, în cadrul prezentului studiu a fost utilizat raportul elaborat de Cambridge Economic Policy Associates (CEPA) – *Study on the Value of Lost Load in the electricity supply*, realizat la solicitarea ACER. Studiul CEPA propune o metodologie armonizată de determinare a VoLL, bazată pe evaluarea pierderilor socio-economice pentru diferite categorii de consumatori (casnici și non-casnici) și adaptată specificului fiecărui stat membru.

Valorile de referință indicate pentru România au fost utilizate ca bază pentru fundamentarea ipotezelor aplicate în simulările realizate în cadrul studiului. Pe baza acestor informații, valorile VoLL rezultate asociat SEN pentru etapele analizate (2027, 2030 și 2035) sunt prezentate în tabelul următor.

TABELUL 6.1. VALORILE VOLL PENTRU ROMÂNIA UTILIZATE ÎN ANALIZĂ

Etapa analizată	VoLL – Value of Lost Load [Euro/MWh]
2027	6.800
2030	7.200
2035	8.350

CONE (Cost of New Entry)

Indicatorul CONE (Cost of New Entry) se definește ca valoarea costului anualizat asociat introducerii unei noi unități de capacitate de producere a energiei electrice, raportat la puterea instalată și exprimat în €/MW/an. Acest indicator include costurile de capital (CAPEX), amortizarea pe durata de viață a investiției, costurile fixe de operare și mentenanță, precum și rata de actualizare, oferind o estimare a nivelului minim de venit necesar pentru ca o investiție într-o nouă capacitate de generare să fie sustenabilă din punct de vedere economic.

Similar indicatorului LOLE, metodologia de determinare a CONE este armonizată la nivel european. Regulamentul (UE) 2019/943 a impus definirea unui cadru comun pentru stabilirea standardului de fiabilitate, iar ACER, prin Decizia nr. 23/2020 din 2 octombrie 2020, a adoptat metodologia aplicată în prezent de statele membre pentru calculul indicatorilor economici utilizați în evaluarea adecvanței.

Determinarea CONE urmărește estimarea costului anual total pe care un investitor trebuie să îl recupereze prin veniturile din piață pentru a justifica realizarea unei investiții într-o nouă capacitate. Acest cost este determinat pornind de la **costurile totale ale investiției**, care includ atât costurile de capital (CAPEX), cât și costurile fixe anuale de operare și mentenanță.

TABELUL 6.2. VALORI CAPEX ȘI OPEX PE TEHNOLOGII DE GENERARE

Tehnologie	CAPEX [Eur/MW]	OPEX [Eur/MW]
Gaz	1.500.000	32.000
Solar	950.000	13.000
Eolian onshore	1.330.000	32.000
Eolian offshore	2.300.000	60.000
Stocare – BESS	437.750	27.000
Stocare – CHEAP	2.300.000	20.000
DSR ⁴	0	13.000

Costurile de capital includ toate cheltuielile asociate dezvoltării și construcției unei noi unități, precum costurile echipamentelor, lucrările de construcție, costurile de dezvoltare a proiectului, costurile de racordare la rețea, costurile de finanțare și alte cheltuieli aferente fazei de investiție. Aceste costuri sunt suportate în perioada de construcție și trebuie recuperate pe durata de viață economică a investiției.

Pentru a transforma costurile totale ale investiției într-un cost anual comparabil cu veniturile generate în piață, metodologia utilizează conceptul de **cost anual echivalent (Equivalent Annual Cost – EAC)**. Acesta reprezintă valoarea anuală constantă care permite recuperarea costurilor de capital și a costurilor fixe de operare pe întreaga durată de viață economică a proiectului. Calculul EAC se realizează prin actualizarea fluxurilor de costuri utilizând **costul mediu ponderat al capitalului (WACC)**, care reflectă rata minimă de rentabilitate cerută de investitori pentru finanțarea proiectului. Costul anual echivalent se calculează conform figurii de mai jos:

⁴ Valabil doar pentru Etapa 2035

$$EAC = \left[\sum_{i=1}^X \frac{CC(i)}{(1+WACC)^i} + \sum_{i=X+1}^{X+Y} \frac{AFC(i)}{(1+WACC)^i} \right] \cdot \frac{WACC \cdot (1+WACC)^{X+Y}}{(1+WACC)^Y - 1}, \text{ unde:}$$

- **i** – reprezintă anul analizat din perioada totală care include atât perioada de construcție a investiției, cât și durata de viață economică a acesteia.
- **X** – perioada de construcție a investiției (exprimată în ani), reprezentând intervalul dintre decizia finală de investiție și momentul punerii în funcțiune a capacității.
- **Y** – durata de viață economică a investiției (exprimată în ani), reprezentând perioada în care instalația este considerată operabilă și capabilă să genereze venituri pentru recuperarea costurilor.
- **CC(i)** – estimarea costurilor de capital aferente fiecărui an din perioada de construcție, exprimată în unități monetare pe MW instalat. Aceste costuri includ investiția inițială necesară pentru dezvoltarea și realizarea capacității de producere.
- **AFC(i)** – estimarea costurilor fixe anuale aferente fiecărui an din durata de viață economică a investiției, exprimată în unități monetare pe MW instalat. Aceste costuri includ cheltuielile fixe de operare și mentenanță necesare funcționării capacității.
- **WACC (Weighted Average Cost of Capital)** – costul mediu ponderat al capitalului, utilizat ca rată de actualizare în calculul economic al investiției și reprezentând rata minimă de rentabilitate cerută de investitori pentru finanțarea proiectului.

În continuare, costul anual echivalent este ajustat pentru a reflecta contribuția reală a capacității la adecvanța sistemului, prin raportarea la **factorul de de-rating al capacității (K_d)**. Acest factor exprimă proporția din capacitatea instalată care este probabil să fie disponibilă în perioadele de deficit de capacitate și reflectă caracteristicile tehnice și operaționale ale tehnologiei analizate. Valorile utilizate în cadrul calculului CONE se regăsesc în tabelul de mai jos.

TABELUL 6.3. VALORI K_D PE TEHNOLOGII DE GENERARE

Tehnologie	K_d [%]
Gaz	95%
Solar	5%
Eolian onshore	10%
Eolian offshore	15%
Stocare – BESS	90%
Stocare – CHEAP	80%
DSR ⁵	66%

Prin urmare, componenta fixă a indicatorului CONE (**CONE_{fixed}**) reprezintă venitul anual necesar per unitate de capacitate disponibilă pentru recuperarea costurilor de capital și a costurilor fixe de operare ale investiției și se calculează utilizând formula de mai jos.

⁵ Valabil doar pentru Etapa 2035

$$CONE_{fixed,RT} = \frac{EAC_{RT}}{K_{d,RT}}, \text{ unde:}$$

- **EAC_{RT}** – costul anual echivalent al investiției pentru tehnologia de referință, calculat conform formulei EAC. Acesta reflectă costul anualizat al investiției, incluzând costurile de capital și costurile fixe de operare pe durata de viață economică a proiectului.
- **K_{d,RT}** – factorul de de-rating al tehnologiei de referință, care exprimă proporția din capacitatea instalată ce este probabil să fie disponibilă în perioadele în care sistemul se confruntă cu deficit de capacitate (situații de ENS). Acest factor reflectă contribuția efectivă a tehnologiei la adecvanța sistemului.

Pe lângă această componentă fixă, metodologia include și o **componentă variabilă a CONE (CONE_{var})**, care reflectă costurile variabile asociate operării tehnologiei analizate, precum costurile combustibilului, costurile certificatelor de emisii CO₂ și alte costuri variabile de operare. Aceste costuri sunt exprimate în unități monetare per MWh produs. În cadrul prezentei analize, componenta variabilă a indicatorului CONE (CONE_{var}) este considerată neglijabilă, având în vedere că nivelul costurilor variabile asociate tehnologiilor analizate este redus în raport cu valoarea VOLL utilizată în determinarea standardului de fiabilitate.

Astfel, din perspectivă economică, indicatorul CONE reflectă **nivelul total al costurilor anuale pe care o nouă capacitate trebuie să le recupereze prin veniturile din piață**, constituind un reper esențial pentru evaluarea sustenabilității investițiilor și pentru determinarea nivelului optim de adecvanță al sistemului electroenergetic.

Conform metodologiei descrise, valorile CONE au fost determinate pentru fiecare tehnologie de generare analizată, fiind prezentate în tabelul următor.

TABELUL 6.4. VALORI CONE PE TEHNOLOGII DE GENERARE

Tehnologie	CONE [€/MW]
Gaz	726.461
Solar	2.123.752
Eolian onshore	1.624.626
Eolian offshore	5.259.119
Stocare – BESS	85.102
Stocare – CHEAP	1.523.090
DSR ⁶	19.697

LOLE de referință (RS)

Calculul LOLE de referință (Reliability Standard – RS) se face utilizând următoarea formulă:

$$LOLE_{referință} = \frac{CONE_{tehnologie}}{VOLL}$$

⁶ Valabil doar pentru Etapa 2035

Având în vedere că valoarea VoLL este unică pentru fiecare stat membru, în timp ce valorile CONE diferă în funcție de tehnologia de generare analizată, valoarea de referință a LOLE este considerată cea mai mică dintre valorile rezultate. Această abordare reflectă faptul că, în practică, piața va fi echilibrată de tehnologia cu costul de intrare cel mai redus.

Pe baza valorilor VoLL și CONE determinate conform metodologiei armonizate, LOLE de referință specific României a fost calculat pentru fiecare etapă analizată. Valorile rezultate pentru etapele 2027, 2030 și 2035 sunt prezentate în tabelul următor.

Compararea acestor valori cu nivelurile de referință practicate în alte state membre evidențiază potențialul necesar de măsuri suplimentare pentru atingerea unor niveluri mai scăzute ale riscului acceptabil, precum implementarea mecanismelor de tip Demand Side Response (DSR) și introducerea mecanismelor de capacitate (Capacity Mechanism – CM).

TABELUL 6.5. VALORILE LOLE_{REFERINȚĂ} PENTRU ROMÂNIA UTILIZATE ÎN ANALIZĂ

Etapa analizată	RS [ore/an]
2027	13
2030	12
2035	2

LOLE (Loss of Load Expectation)

Indicatorul LOLE este calculat prin analize tehnice similare celor incluse în cadrul *Studiului de adecvanță a SEN pentru orizontul 2030, în noul context legislativ european privind tranziția către energia regenerabilă* și este definit ca numărul de ore estimate statistic în care producția de energie nu poate acoperi consumul, luând în considerare atât capacitățile de generare, cât și interconexiunile disponibile, raportat la nivelul unui an. Asociat SEN, valorile LOLE au fost determinate prin simulări probabilistice realizate cu ajutorul programului ANTARES, utilizând modelare orară (8760 ore/an), scenariile de indisponibilitate a capacităților de generare și limitări ale interconexiunilor. În tabelul Tabelul 6.3. este prezentat indicatorul LOLE identificat prin calcule asociat scenariilor recomandat a fi avute în vedere pentru cele trei etape de timp analizate. O prezentare detaliată a rezultatelor pentru toate scenariile analizate este disponibilă în capitolul următor.

TABELUL 6.6. VALORILE LOLE CALCULAT PENTRU ROMÂNIA

Scenariu țintă	LOLE [ore/an]
2027 – SA2	2,18
2030 – SA3	1,58
2035 – SA4	6,57

Metodologia europeană recomandă analiza comparativă a indicatorului LOLE cu LOLE de referință (RS – Reliability Standard), considerat prag superior al riscului acceptabil din punct de vedere economic și social, utilizat pentru evaluarea adecvanței structurale a sistemului.

6.3. Poziționarea indicatorilor de adecvanță în context european

La nivelul statelor membre, indicatorii de adecvanță publicați de ACER evidențiază valori distincte ale VoLL, CONE și ale standardului de fiabilitate (RS – LOLE referință), determinate de structura pieței, nivelul de dezvoltare economică, mixul energetic și gradul de interconectare.

Valorile standardului de fiabilitate variază semnificativ între state, situându-se în intervalul 1 – 8 ore/an, majoritatea țărilor vest-europene adoptând praguri mai conservatoare, în jurul valorii de 2 – 3 ore/an. Valorile diferite ale standardului de fiabilitate între statele membre sunt determinate de raportul specific dintre costul energiei nelivrate (VoLL) și costul introducerii unei noi capacități (CONE), care variază în funcție de structura economică și energetică a fiecărei țări.

Tabelul următor prezintă valorile publicate de ACER pentru statele membre, oferind un reper comparativ pentru evaluarea poziționării României în context european.

TABELUL 6.7. INDICATORI DE ADECVANȚĂ PENTRU STATELE MEMBRE UE⁷

Stat membru ⁸	VoLL [Euro/MWh]	CONE		RS (standard de fiabilitate) [ore/an]
		Tehnologie marginală	Euro/MW	
România*	6.791	BESS	100.490	13,00
Polonia	17.173	DSR / OCGT	30.183 / 119.256	3,00
Estonia	9.206	OCGT	72.859	8,00
Cehia	16.003	OCGT	105.800	6,70
Portugalia	–	–	–	5,00
Belgia	12.832	DSR	30.000	3,00
Spania	22.879	Modernizare și prelungire durată de viață a capacităților existente	34.400	1,50
Franța	33.000	DSR	60.000	2,00
Germania	12.240	DSR / OCGT	2.072 & 57.067 / 23.377	2,77
Grecia	6.838	DSR	18.735	3,00
Irlanda	17.909	OCGT	115.990	3,00
Italia	20.000	OCGT	53.000	3,00
Luxemburg	12.240	DSR / OCGT	33.905	2,77
Țările de Jos	68.887	–	–	4,00
Cipru	–	–	–	3,00
Danemarca	23.570	–	35.143	–
Slovenia	17.233	DSR	21.753	–
Finlanda	8.000	Modernizare și prelungire durată de viață a capacităților existente	17.000	2,10
Suedia	7.065	DSR	10.068	1,00

* Indicatori specifici Etapa 2027

Comparativ cu statele din Europa Centrală și de Sud-Est, valorile LOLE de referință determinate pentru România indică un prag inițial mai permisiv în etapele 2027 – 2030, urmat de o convergență către niveluri similare celor practicate în majoritatea statelor membre în 2035, pe fondul modificării tehnologiei marginale utilizate pentru determinarea RS.

⁷ <https://www.acer.europa.eu/monitoring/security-of-eu-electricity-supply-2025>

⁸ Valorile indicatorilor prezentate pentru România sunt cele calculate pentru etapa de analiză 2027, iar pentru celelalte state membre sunt preluate din raportul ACER, conform datelor disponibile la nivelul lunii august 2025.

7. INDICATORI DE ADECVANȚĂ SEN 2027, 2030, 2035

7.1. Etapa 2027

7.1.1. Scenariul central de referință – SCR

În Tabelul 7.1 este prezentată energia totală generată, respectiv energia totală consumată la nivelul etapei 2027 asociat **scenariului central de referință (SCR)** în ipoteza scoaterii din funcțiune a grupurilor pe cărbune de la Rovinari și Turceni.

TABELUL 7.1. REZULTATE SCENARIU CENTRAL DE REFERINȚĂ – SCR 2027

REZULTATE		MWh	TWh
GENERARE	POTENȚIAL	50.091.360	50,09
	NEVALORIFICAT	5.405.723	5,41
CONSUM	ALIMENTAT	58.816.712	58,82
	RISC NEALIMENTARE	39.966	0,04
BILANȚ RO		-14.091.112	-14,09
IMPORT RO		-15.711.242	-15,71
EXPORT RO		1.620.130	1,62

În urma analizei tabelului prezentat mai sus, rezultă un consum total de energie de aproximativ 58,8 TWh și un potențial total de producție de aproximativ 50 TWh. Din acesta, circa 5,4 TWh rămân nevalorificați, conducând la o producție efectivă de energie de aproximativ 44,7 TWh. În vederea asigurării consumului total de energie la nivelul anului 2027, este necesară o energie totală importată de aproximativ 14 TWh (24 % din consumul total de energie). Consumurile menționate în tabelul de mai sus includ și energiile consumate în procesul de reglaj oferit de sursele de stocare. Figura 7.1 și Figura 7.2 prezintă structura producției de energie electrică pe categorii de surse de generare.

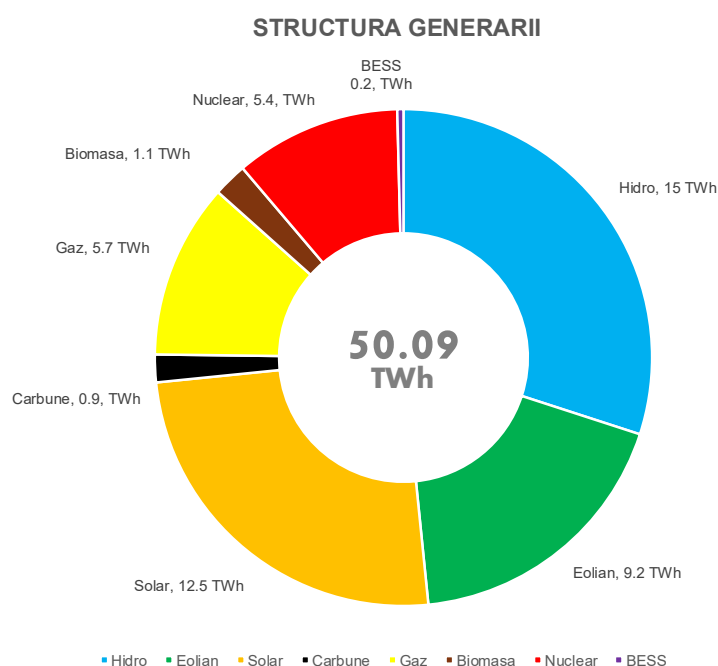


Figura 7.1 Structura generare etapa 2027 – Scenariul central de referință (SCR) [TWh]

STRUCTURA GENERARII

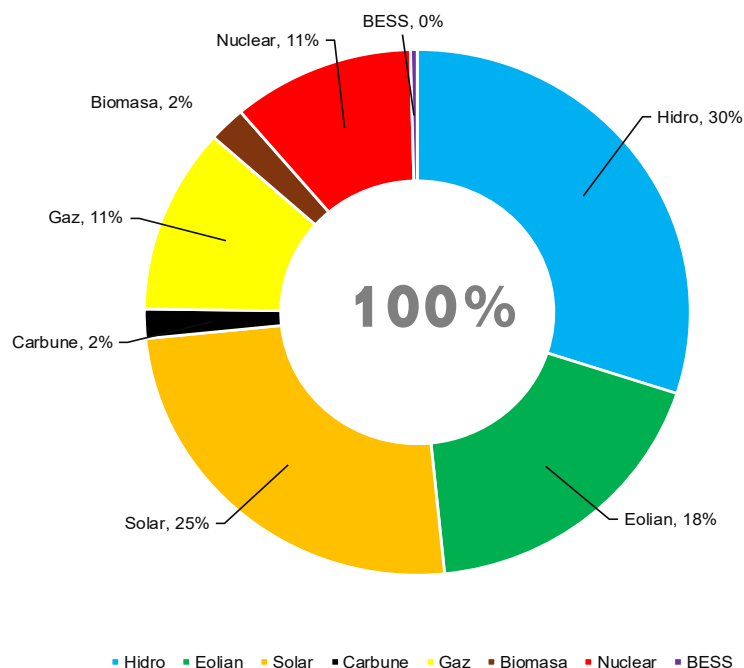


Figura 7.2 Structura generare etapa 2027 – Scenariul central de referință (SCR) [%]

În urma analizei diagramei prezentate mai sus, au fost obținute următoarele rezultate:

- Surse regenerabile: o contribuție semnificativă în acoperirea curbei de sarcină o au surse regenerabile (Eolian + Fotovoltaic), acestea înregistrând valoarea de aproximativ 21,7 TWh (43% din totalul de energie produsă).
- Centrale hidroelectrice: Cea mai mare producție de energie la nivelul anului 2027 este înregistrată de centralele hidroelectrice având valoarea de aproximativ 15 TWh (30% din totalul de energie produsă).
- Centrale nucleare: Având în vedere indisponibilitatea grupului 1 de la CNE Cernavodă, producția de energie din surse nucleare la nivelul anului 2027 este de aproximativ 5,4 TWh (11% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe gaze: producția de energie la nivelul anului 2027 este de aproximativ 5,7 TWh (11% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe cărbune: producția de energie asociată centralelor pe cărbune este de 0,9 TWh (2% din totalul de energie produsă).
- Instalații de stocare: producția de energie asociată instalațiilor de stocare este de aproximativ 0,2 TWh (0,4% din totalul de energie produsă).

7.1.2. Scenariul alternativ 1 – SA1

În cadrul scenariului alternativ 1 (SA1) a fost realizată o analiză de sensibilitate, în care au fost menținute toate ipotezele scenariului central de referință (SCR), cu excepția ipotezei privind retragerea capacităților pe cărbune, fiind considerată menținerea în funcțiune a două grupuri la Rovinari și un grup la Turceni (în total 854 MW).

În Tabelul 7.2 este prezentată energia totală generată, respectiv energia totală consumată la nivelul etapei 2027 asociat **scenariului alternativ 1 (SA1)** în ipoteza menținerii în funcțiune a celor două grupuri pe cărbune de la Rovinari și a grupului de la Turceni.

TABELUL 7.2. REZULTATE SCENARIU ALTERNATIV 1 – SA1 2027

REZULTATE		MWh	TWh
GENERARE	POTENȚIAL	53.732.849	53,73
	NEVALORIFICAT	6.083.638	6,08
CONSUM	ALIMENTAT	58.730.774	58,73
	RISC NEALIMENTARE	3.893	0,004
BILANȚ RO		-11.077.670	-11,08
IMPORT RO		-12.962.698	-12,96
EXPORT RO		1.885.028	1,89

În urma analizei tabelului prezentat mai sus, rezultă un consum total de energie de aproximativ 58,7 TWh și un potențial total de producție de aproximativ 53,7 TWh. Din acesta, circa 6 TWh rămân nevalorificați, conducând la o producție efectivă de energie de aproximativ 47,6 TWh.

În vederea asigurării consumului total de energie la nivelul anului 2027, este necesară o energie totală importată de aproximativ 13 TWh (22 % din consumul total de energie). Consumurile menționate în tabelul de mai sus includ și energiile consumate în procesul de reglaj oferit de sursele de stocare.

Figura 7.3 și Figura 7.4 prezintă structura producției de energie electrică pe categorii de surse de generare.

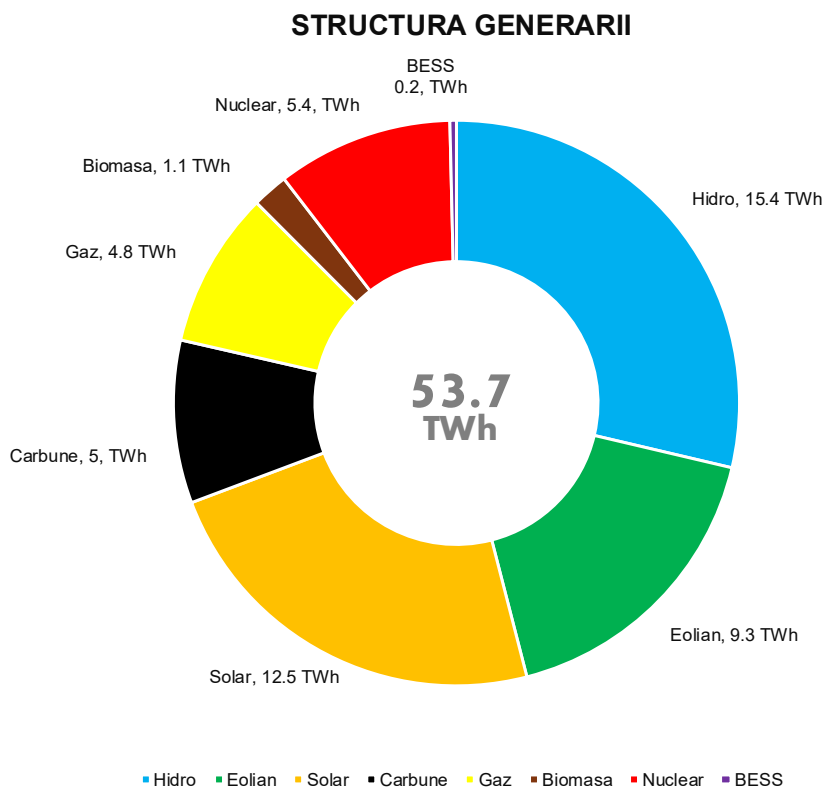


Figura 7.3 Structura generare etapa 2027 – Scenariul alternativ 1 (SA1) [TWh]

STRUCTURA GENERARII

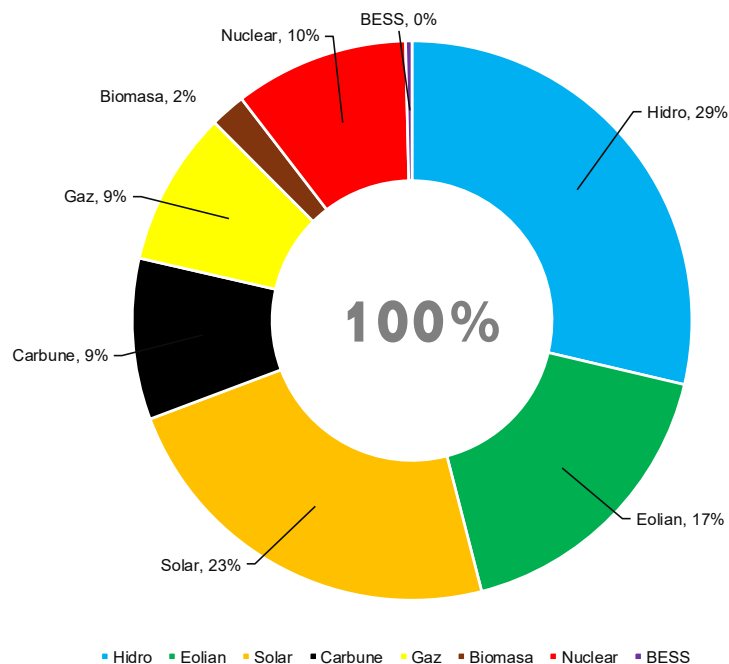


Figura 7.4 Structura generare etapa 2027 – Scenariul alternativ 1 (SA1) [%]

În urma analizării diagramelor prezentate mai sus, au fost obținute următoarele rezultate:

- Surse regenerabile: o contribuție semnificativă în acoperirea curbei de sarcină o au surse regenerabile (Eolian + Fotovoltaic), acestea înregistrând valoarea de aproximativ 21,8 TWh (41% din totalul de energie produsă).
- Centrale hidroelectrice: Cea mai mare producție de energie la nivelul anului 2027 este înregistrată de centralele hidroelectrice având valoarea de aproximativ 15,4 TWh (29% din totalul de energie produsă).
- Centrale nucleare: Având în vedere indisponibilitatea grupului 1 de la CNE Cernavodă, producția de energie din surse nucleare la nivelul anului 2027 este de aproximativ 5,4TWh (10% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe gaze: producția de energie la nivelul anului 2027 este de aproximativ 4,8 TWh (9% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe cărbune: producție de energie asociată centralelor pe cărbune (inclusiv Rovinari și Turceni) este de 5 TWh (9% din totalul de energie produsă).
- Instalații de stocare: producția de energie asociată instalațiilor de stocare este de aproximativ 0,2 TWh (0,4% din totalul de energie produsă).

7.1.3.Scenariul alternativ 2 – SA2

În Tabelul 7.3 este prezentată energia totală generată, respectiv energie totală consumată la nivelul etapei 2027 asociat **scenariului alternativ 2 (SA 2)**.

TABELUL 7.3. REZULTATE SCENARIU ALTERNATIV 2 – SA2 2027

REZULTATE		MWh	TWh
GENERARE	POTENȚIAL	52.383.693	52,4
	NEVALORIFICAT	5.509.208	5,51
CONSUM	ALIMENTAT	57.584.399	57,6
	RISC NEALIMENTARE	324	0
BILANȚ RO		-10.709.589	-10,7
IMPORT RO		-13.022.014	-13
EXPORT RO		2.312.425	2,3

În urma analizei tabelului prezentat mai sus, rezultă un consum total de energie de aproximativ 57,5 TWh și un potențial total de producție de aproximativ 52,38 TWh. Din acesta, circa 5,5 TWh rămân nevalorificați, conducând la o producție efectivă de energie de aproximativ 46,87 TWh.

În vederea asigurării consumului total de energie la nivelul anului 2027, este necesară o energie totală importată de aproximativ 13 TWh (22,6 % din consumul total de energie). Consumurile menționate în tabelul de mai sus includ și energiile consumate în procesul de reglaj oferit de sursele de stocare.

În Figura 5 și Figura 6 este prezentată structura generării surselor de producție a energiei electrice împărțită pe categorii de centrale.

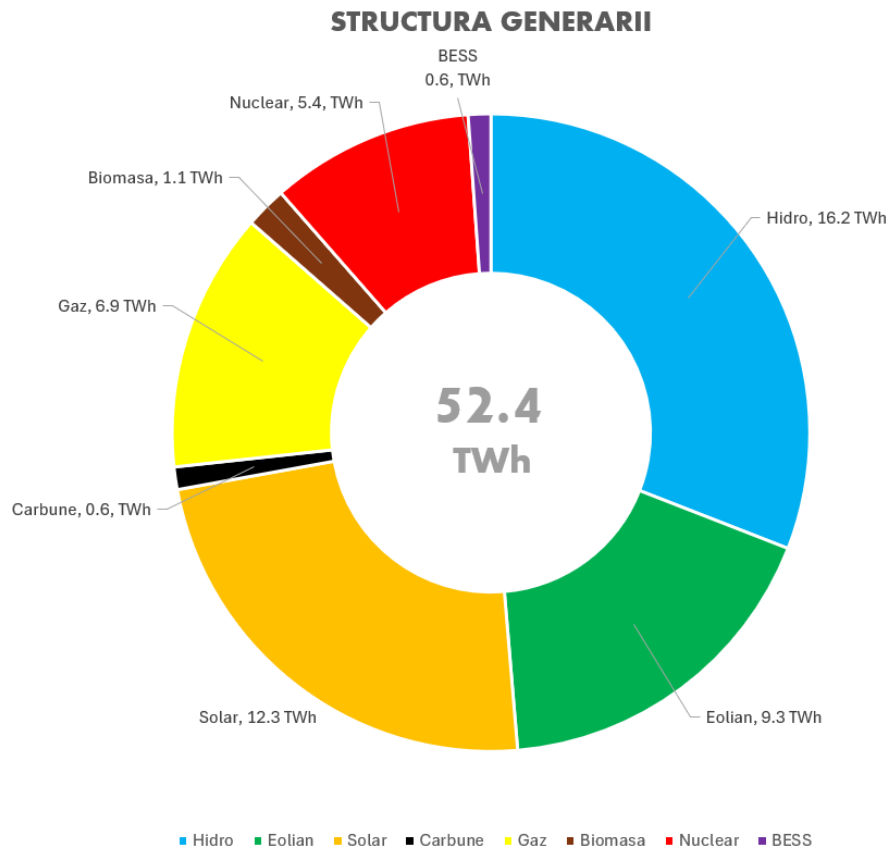


Figura 7.5 Structura generare etapa 2027 – Scenariul alternativ 2 (SA2) [TWh]

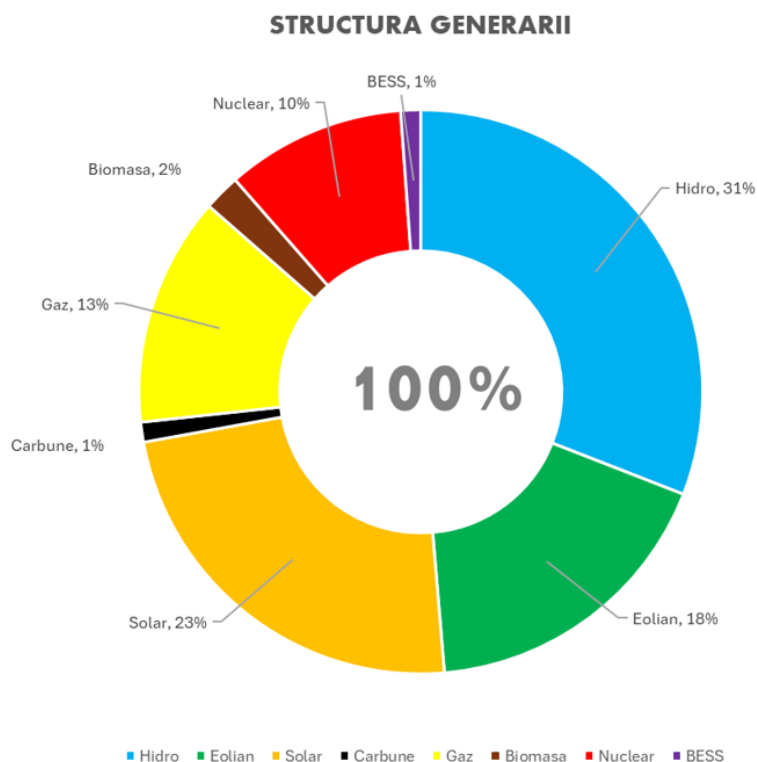


Figura 7.6 Structura generare etapa 2027 – Scenariul alternativ 2 (SA2) [%]

În urma analizării diagramelor prezentate mai sus, au fost obținute următoarele rezultate:

- Surse regenerabile: o contribuție semnificativă în acoperirea curbei de sarcină o au surse regenerabile (Eolian + Fotovoltaic), acestea înregistrând valoarea de aproximativ 21,6 TWh (41% din totalul de energie produsă).
- Centrale hidroelectrice: Cea mai mare producție de energie la nivelul anului 2027 este înregistrată de centralele hidroelectrice având valoarea de aproximativ 16,2 TWh (31% din totalul de energie produsă).
- Centrale nucleare: Având în vedere indisponibilitatea grupului 1 de la CNE Cernavodă, producția de energie din surse nucleare la nivelul anului 2027 este de aproximativ 5,4 TWh (10% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe gaze: producția de energie la nivelul anului 2027 este de aproximativ 6,9 TWh (13% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe cărbune: producție de energie asociată centralelor pe cărbune este de 0,6 TWh (1% din totalul de energie produsă).
- Instalații de stocare: producția de energie asociată instalațiilor de stocare este de aproximativ 0,6 TWh (1% din totalul de energie produsă).

7.1.4. Scenariul alternativ 3 – SA3

În cadrul scenariului alternativ 3 (SA3) a fost realizată o analiză de sensibilitate, în care au fost menținute toate ipotezele scenariului alternativ 2 (SA2), cu excepția ipotezei privind retragerea capacităților pe cărbune, fiind considerată menținerea în funcțiune a celor două grupuri de la Rovinari și a grupului de la Turceni.

În Tabelul 7.4 este prezentată energia totală generată, respectiv energia totală consumată la nivelul etapei 2027 asociat **scenariului alternativ 3 (SA3)** în ipoteza menținerii în funcțiune a celor două grupuri pe cărbune de la Rovinari și a grupului de la Turceni.

TABELUL 7.4. REZULTATE SCENARIU ALTERNATIV 3 – SA3 2027

REZULTATE		MWh	TWh
GENERARE	POTENȚIAL	53.989.572	53,99
	NEVALORIFICAT	5.466.006	5,47
CONSUM	ALIMENTAT	57.707.848	57,71
	RISC NEALIMENTARE	148	0
BILANȚ RO		-9.184.131	-9,18
IMPORT RO		-11.865.266	-11,86
EXPORT RO		2.681.135	2,68

În urma analizei tabelului prezentat mai sus, rezultă un consum total de energie de aproximativ 57,7 TWh și un potențial total de producție de aproximativ 54 TWh. Din acesta, circa 5,5 TWh rămân nevalorificați, conducând la o producție efectivă de energie de aproximativ 48,5 TWh.

În vederea asigurării consumului total de energie la nivelul anului 2027, este necesară o energie totală importată de aproximativ 11,9 TWh (21 % din consumul total de energie). Consumurile menționate în tabelul de mai sus includ și energiile consumate în procesul de reglaj oferit de sursele de stocare.

Figura 7.7 și Figura 7.8 prezintă structura producției de energie electrică pe categorii de surse de generare.

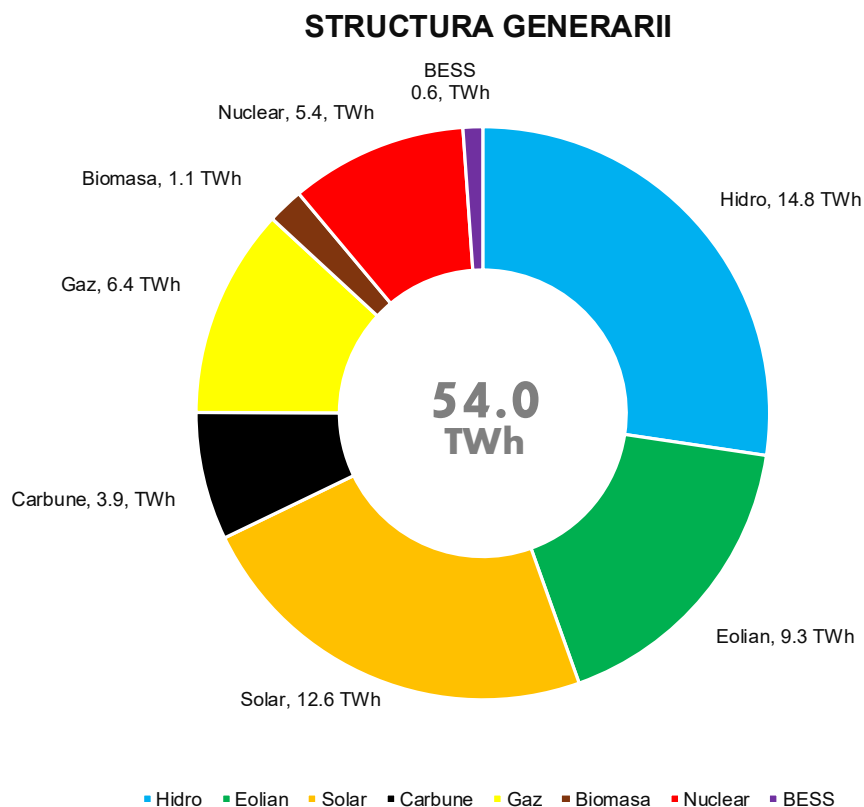


Figura 7.7 Structura generare etapa 2027 – Scenariul alternativ 3 (SA3) [TWh]

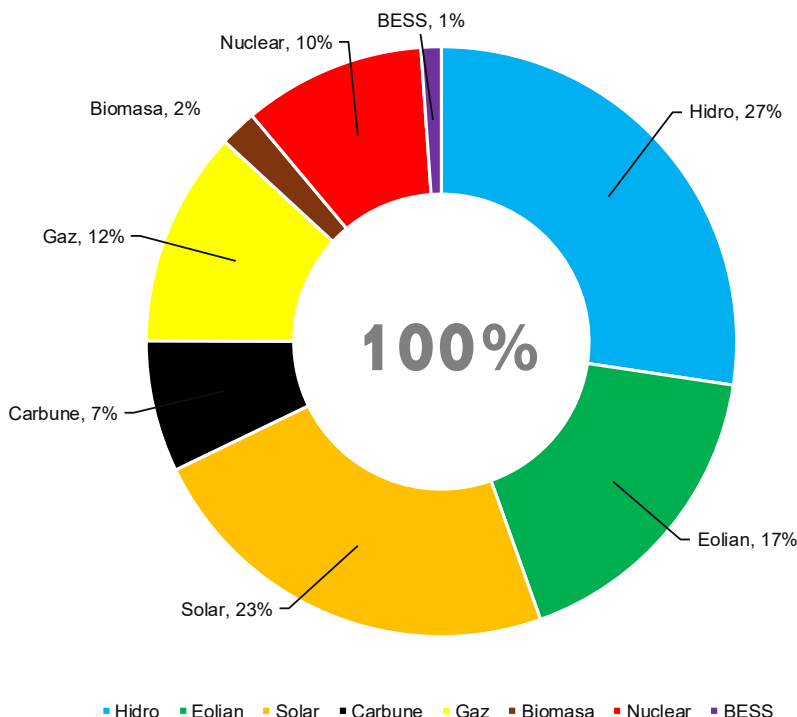
STRUCTURA GENERARII

Figura 7.8 Structura generare etapa 2027 – Scenariul alternativ 3 (SA3) [%]

În urma analizării diagramei prezentate mai sus, au fost obținute următoarele rezultate:

- Surse regenerabile: o contribuție semnificativă în acoperirea curbei de sarcină o au surse regenerabile (Eolian + Fotovoltaic), acestea înregistrând valoarea de aproximativ 21,8 TWh (40% din totalul de energie produsă).
- Centrale hidroelectrice: producția de energie la nivelul anului 2027 înregistrată de centralele hidroelectrice este de aproximativ 14,8 TWh (27% din totalul de energie produsă).
- Centrale nucleare: Având în vedere indisponibilitatea grupului 1 de la CNE Cernavodă, producția de energie din surse nucleare la nivelul anului 2027 este de aproximativ 5,4 TWh (10% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe gaze: producția de energie la nivelul anului 2027 este de aproximativ 6,4 TWh (12% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe cărbune: producție de energie asociată centralelor pe cărbune (inclusiv Rovinari și Turceni) este de 3,9 TWh (7% din totalul de energie produsă).
- Instalații de stocare: producția de energie asociată instalațiilor de stocare este de aproximativ 0,6 TWh (1% din totalul de energie produsă).

7.1.5. Analiza situațiilor de stres operațional (SO) la nivelul scenariilor analizate

În cadrul scenariilor analizate au fost identificate două categorii distincte de situații de stres operațional, determinate pe baza simulărilor probabilistice realizate prin metoda Monte Carlo.

Prima categorie este reprezentată de intervale orare de stres operațional asociate apariției energiei nelivrate (ENS), indicând situații în care capacitatea disponibilă a sistemului este insuficientă pentru acoperirea consumului. Aceste intervale sunt considerate critice din perspectiva adecvantei și contribuie direct la valorile indicatorilor ENS și LOLE.

A doua categorie corespunde intervalelor orare de stres operațional în care nu se înregistrează energie nelivrată, însă sistemul funcționează în condiții limită, caracterizate prin utilizarea integrală a capacităților disponibile din surse regenerabile de energie (eolian și fotovoltaic), în contextul unui nivel ridicat al consumului. Aceste situații indică un grad crescut de solicitare a sistemului, fără a conduce însă la nealimentarea consumului.

Pentru fiecare scenariu, au fost identificate și cuantificate separat cele două tipuri de situații de stres operațional, rezultatele fiind prezentate sintetic în tabelul următor, cu evidențierea numărului de intervale orare afectate, a distribuției pe intervale orare reprezentative și a repartiției acestora pe luni calendaristice.

Se precizează faptul că intervalele orare de stres operațional fără apariția energiei nelivrate nu contribuie la calculul indicatorilor ENS și LOLE, fiind analizate separat în scopul evaluării robusteții operaționale a sistemului.

TABELUL 7.5. SINTEZA SITUAȚIILOR DE STRES OPERAȚIONAL (SO) IDENTIFICATE LA NIVELUL SCENARIILOR ANALIZATE

Indicator		Scenariu	SCR	SA1	SA2	SA3
SO cu ENS	Număr intervale orare afectate		457	123	26	12
	Interval reprezentativ	05:00 – 10:00	46%	42%	38%	25%
		11:00 – 16:00	15%	19%	31%	25%
		17:00 – 22:00	38%	39%	12%	17%
		23:00 – 04:00	1%	0%	19%	33%
Luni calendaristice		Ianuarie Februarie Martie Iulie Noiembrie Decembrie	Ianuarie Februarie Martie Decembrie	Ianuarie Februarie Martie Decembrie	Februarie Decembrie	
SO fără ENS	Număr intervale orare afectate		217	391	297	314
	Interval reprezentativ	05:00 – 10:00	35%	41%	51%	33%
		11:00 – 16:00	18%	12%	4%	14%
		17:00 – 22:00	47%	48%	45%	53%
		23:00 – 04:00	0%	0%	0%	0%
Luni calendaristice		Ianuarie Februarie Martie Iulie Octombrie Noiembrie Decembrie	Ianuarie Februarie Martie Iulie Octombrie Noiembrie Decembrie	Ianuarie Februarie Martie Noiembrie Decembrie	Ianuarie Februarie Martie Noiembrie Decembrie	

În completarea analizei detaliate a situațiilor de stres operațional prezentate anterior, Figura 7.9 sintetizează, la nivelul fiecărui scenariu de calcul considerat, principalele rezultate obținute din perspectiva indicatorilor de adecvanță ai sistemului electroenergetic.

Aceasta oferă o imagine de ansamblu asupra magnitudinii situațiilor de stres identificate, evidențiind atât indicatorii cantitativi de adecvanță (ENS, LOLE și LOLP), cât și reperele economice utilizate în analiză (VoLL și CONE), în raport cu ținta de referință LOLE.

Pentru valoarea ENS la nivel global asociată fiecărui scenariu în parte au fost reținute intervalele orare cu cea mai ridicată valoare ENS care conduc la acoperirea a 90% din riscul de nealimentare consum identificat în mod automat de programul de calcul.

Se remarcă faptul că în Scenariul central de referință se depășește de peste 10 ori valoarea de referință pentru LOLE, ceea ce indică necesitatea implementării condițiilor din cadrul celorlalte scenarii, adică menținerea în exploatare a trei grupuri în cadrul CTE Rovinari (din care unul în rezervă tehnică) și a două grupuri în cadrul CTE Turceni (din care unul în rezervă tehnică) cel puțin până la punerea în funcțiune a centralei pe gaze Mintia.







Indicatori specifici de adecvanță SEN	2027			
	SCR	SA1	SA2	SA3
 ENS – Energy Not Supplied (Energia nelivrată)	36.070 MWh	3.456 MWh	290 MWh	128 MWh
 LOLE – Loss of Load Expectation (Pierdere de sarcină așteptată)	143,55 ore	11,34 ore	2,18 ore	1,56 ore
 LOLP – Loss of Load Probability (Probabilitate pierdere de sarcină)	1,64 %	0,13 %	0,025 %	0,02 %
Număr situații stres operațional cu apariție ENS	457	123	26	12
 VoLL – Value of Lost Load (Valoarea energiei nelivrate)	6.800 Euro/MWh			
	Gas – 726.451 Euro/MW			
	Solar – 2.123.752 Euro/MW			
 CONE – Cost of New Entry (Cost investiție în capacitate nouă)	Eolian onshore – 1.624.626 Euro/MW			
	Eolian offshore – 5.259.119 Euro/MW			
	BESS – 85.102 Euro/MW			
	CHEAP – 1.523.090 Euro/MW			
 LOLE_{ref} – Reference LOLE (LOLE de referință)	13 ore			

Figura 7.9 Sinteza indicatorilor de adecvanță la nivelul scenariilor analizate – Etapa 2027

7.1.6. Analiza comparativă a indicatorilor de adecvanță (ENS și LOLE) – model redus vs. model extins

În vederea evaluării impactului nivelului de detaliere a modelului asupra rezultatelor de adecvanță, a fost realizată o analiză comparativă între modelul redus și modelul extins. Cele două abordări diferă prin gradul de reprezentare a sistemului electroenergetic, modelul extins incluzând un nivel superior de detaliere a structurii de generare, a constrângerilor operaționale și a interacțiunilor dintre componentele sistemului, comparativ cu modelul redus, care utilizează o reprezentare simplificată, considerând întregul SEN ca un singur nod.

Această comparație are rolul de a evidenția valoarea adăugată a modelului extins, precum și impactul creșterii nivelului de detaliere asupra evaluării indicatorilor de adecvanță ENS și LOLE și asupra robusteții rezultatelor obținute. În acest context, rezultatele corespunzătoare celor două niveluri de modelare sunt prezentate comparativ, în format tabelar, în cele ce urmează.

TABELUL 7.6. INDICATORI ENS ȘI LOLE: MODEL REDUS VS. MODEL EXTINS

Scenariu Indicator	SCR		SA1		SA2		SA3	
	Model redus	Model extins	Model redus	Model extins	Model redus	Model extins	Model redus	Model extins
ENS [MWh]	17.238	36.070	460	3.456	28	290	0	128
LOLE [ore]	53,86	143,55	1,98	11,34	0,15	2,18	0	1,56

Se remarcă faptul că restricțiile interne impuse de rețeaua de transport pot duce la creșterea energiei nelivrate și a numărului de ore cu energie nelivrată în nodurile rețelei.

7.2. Etapa 2030

7.2.1. Scenariul central de referință

În Tabelul 7.7 este prezentată energia totală generată, respectiv energia totală consumată la nivelul etapei 2030 asociat **scenariului central de referință (SCR)**, rezultate în urma simulărilor, considerând ipotezele menționate anterior.

TABELUL 7.7. REZULTATE SCENARIU CENTRAL DE REFERINȚĂ – 2030

REZULTATE		MWh	TWh
GENERARE	POTENȚIAL	77.582.948	77,58
	NEVALORIFICAT	13.465.871	13,47
CONSUM	ALIMENTAT	65.150.965	65,15
	RISC NEALIMENTARE	15	0
BILANȚ RO		-1.033.874	-1,03
FLUX IMPORT RO		-7.290.664	-7,29
FLUX EXPORT RO		6.256.790	6,26

În urma analizei tabelului prezentat mai sus, rezultă un consum total de energie de aproximativ 65,2 TWh și un potențial total de producție de aproximativ 77,6 TWh. Din acesta, circa 13,5 TWh rămân nevalorificați, conducând la o producție efectivă de energie de aproximativ 64,1 TWh.

În vederea asigurării consumului total de energie la nivelul anului 2030, este necesară o energie totală importată de aproximativ 7,3 TWh (11,2 % din consumul total de energie). Consumurile menționate în tabelul de mai sus includ și energiile consumate în procesul de reglaj oferit de sursele de stocare.

Figura 7.10 și Figura 7.11 prezintă structura producției de energie electrică pe categorii de surse de generare.

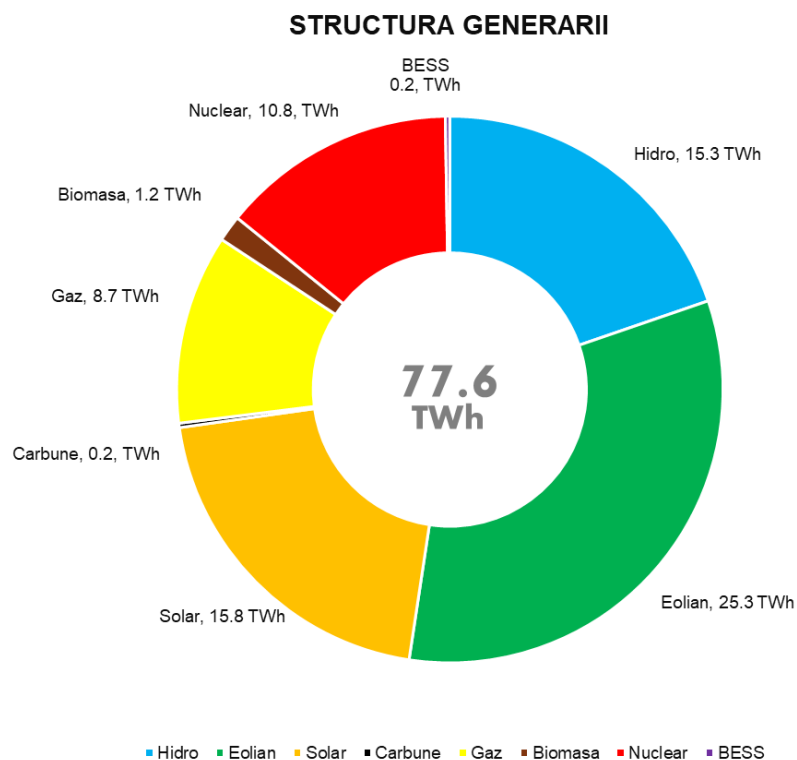


Figura 7.10 Structura generare etapa 2030 – Scenariul central de referință (SCR) [TWh]

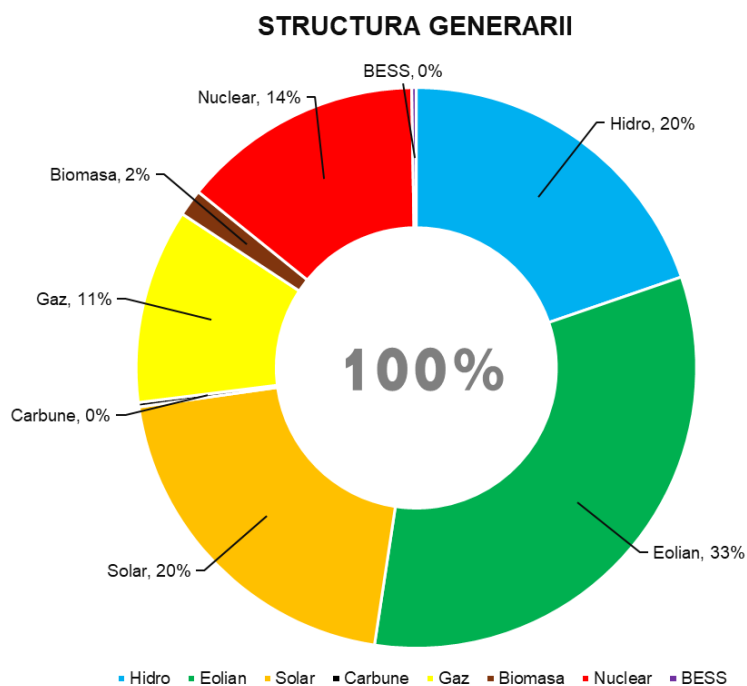


Figura 7.11 Structura generare etapa 2030 – Scenariul central de referință (SCR) [%]

În urma analizării diagramei prezentate mai sus, au fost obținute următoarele rezultate:

- Surse regenerabile: o contribuție semnificativă în acoperirea curbei de sarcină o au surse regenerabile (Eolian + Fotovoltaic), acestea înregistrând valoarea de aproximativ 41,1 TWh (53% din totalul de energie produsă). Cea mai mare producție de energie la nivelul anului 2030 este înregistrată de centralele eoliene, având valoarea de aproximativ 25,3 TWh (33% din totalul de energie produsă).
- Centrale hidroelectrice: Producție de energie asociată centralelor hidroelectrice este de 15,3 TWh (20% din totalul de energie produsă).
- Centrale nucleare: Producția de energie din surse nucleare la nivelul anului 2030 este de aproximativ 10,8 TWh (14% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe gaze: producția de energie la nivelul anului 2030 este de aproximativ 8,7 TWh (11% din totalul de energie produsă).
- Instalații de stocare: producția de energie asociată instalațiilor de stocare (aflate la dispoziția dispecerului) este de aproximativ 0,2 TWh (0,3% din totalul de energie produsă).

7.2.2. Scenariul alternativ 1

În cadrul Tabelul 7.8 este prezentată energia totală generată, respectiv energie totală consumată la nivelul etapei 2030 asociat **scenariului alternativ 1 (SA1)**, rezultate în urma simulărilor, considerând ipotezele menționate anterior.

TABELUL 7.8. REZULTATE SCENARIUL ALTERNATIV 1 – 2030

REZULTATE		MWh	TWh
GENERARE	POTENȚIAL	80.637.264	80,6
	NEVALORIFICAT	15.338.201	15,3
CONSUM	ALIMENTAT	61.870.674	61,9
	NEALIMENTAT	5	0
BILANȚ RO		3.428.394	3,4
FLUX IMPORT RO		-6.094.068	-6,1
FLUX EXPORT RO		9.522.462	9,5

În urma analizei tabelului prezentat mai sus, rezultă un consum total de energie de aproximativ 61,8 TWh și un potențial total de producție de aproximativ 80,6 TWh. Din acesta, circa 15,33 TWh rămân nevalorificați, conducând la o producție efectivă de energie de aproximativ 65,27 TWh.

În vederea asigurării consumului total de energie la nivelul anului 2030, este necesară o energie totală importată de aproximativ 6,1 TWh (9,8 % din consumul total de energie). Consumurile menționate în tabelul de mai sus includ și energiile consumate în procesul de reglaj oferit de sursele de stocare.

În Figura 7.12 și Figura 7.13 este prezentată structura generării surselor de producție a energiei electrice împărțită pe categorii de centrale.

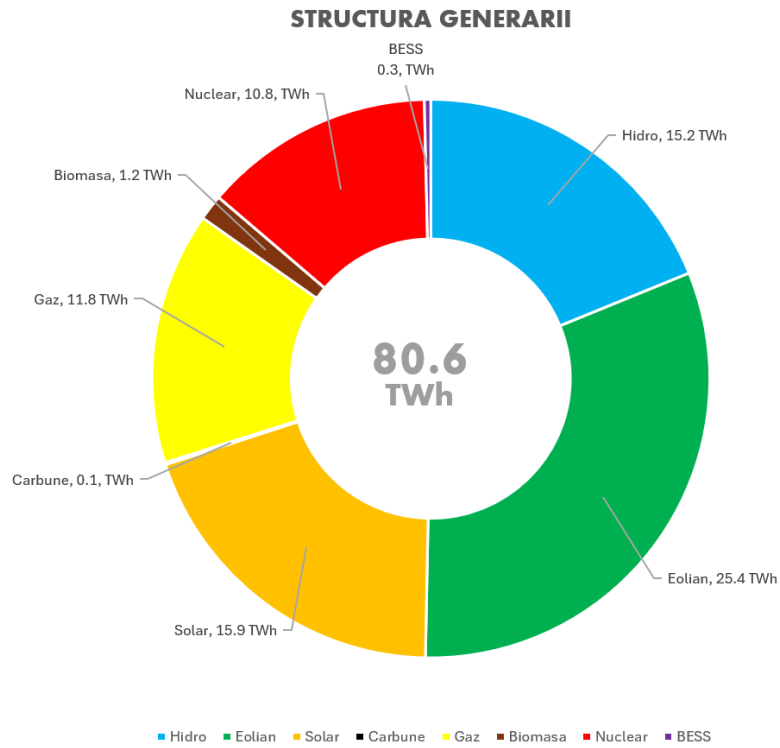


Figura 7.12 Structura generare etapa 2030 – Scenariul alternativ 1 (SA1) [TWh]

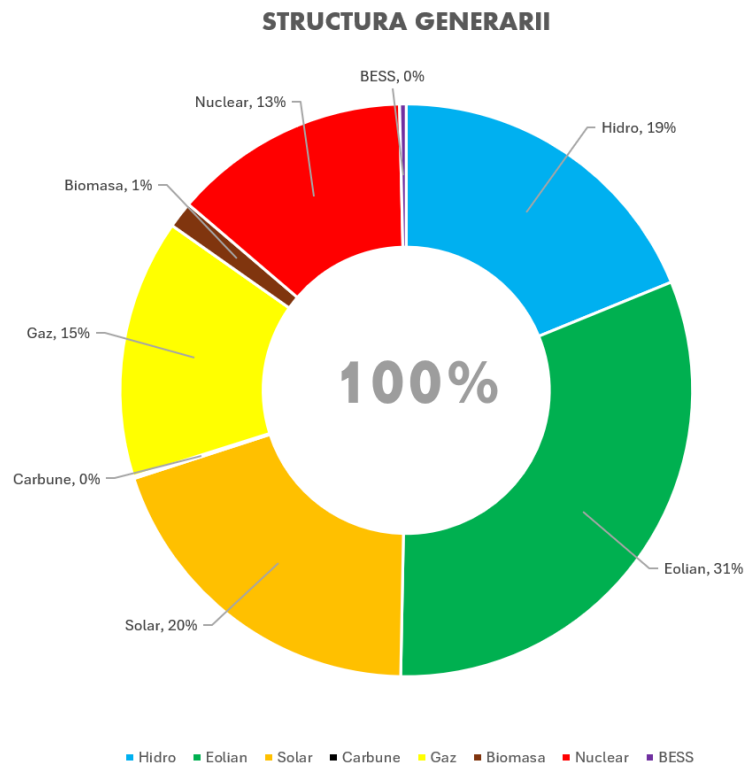


Figura 7.13 Structura generare etapa 2030 – Scenariul alternativ 1 (SA1) [%]

În urma analizării diagramei prezentate mai sus, au fost obținute următoarele rezultate:

- Surse regenerabile: o contribuție semnificativă în acoperirea curbei de sarcină o au surse regenerabile (Eolian + Fotovoltaic), acestea înregistrând valoarea de aproximativ 41,3 TWh (51% din totalul de energie produsă). Cea mai mare producție de energie la nivelul anului 2030 este înregistrată de centralele eoliene, având valoarea de aproximativ 25,4 TWh (31% din totalul de energie produsă).
- Centrale hidroelectrice: Producție de energie asociată centralelor hidroelectrice este de 15,2 TWh (19% din totalul de energie produsă).
- Centrale nucleare: Producția de energie din surse nucleare la nivelul anului 2030 este de aproximativ 10,8 TWh (13% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe gaze: producția de energie la nivelul anului 2030 este de aproximativ 11,8 TWh (15% din totalul de energie produsă).
- Instalații de stocare: producția de energie asociată instalațiilor de stocare (aflate la dispoziția dispecerului) este de aproximativ 0,3 TWh (0.4% din totalul de energie produsă).

7.2.3. Scenariul alternativ 2

În Tabelul 7.9 este prezentată energia totală generată, respectiv energie totală consumată la nivelul etapei 2030 asociat **scenariului alternativ 2 (SA2)**, rezultate în urma simulărilor, considerând ipotezele menționate anterior.

TABELUL 7.9. REZULTATE SCENARIU ALTERNATIV 2 – 2030

REZULTATE		MWh	TWh
GENERARE	POTENȚIAL	85.308.905	85,3
	NEVALORIFICAT	14.906.187	14,9
CONSUM	ALIMENTAT	68.907.416	68,9
	NEALIMENTAT	5	0
BILANȚ RO		1.495.307	1,5
FLUX IMPORT RO		-6.574.271	-6,6
FLUX EXPORT RO		8.069.578	8,1

În urma analizei tabelului prezentat mai sus, rezultă un consum total de energie de aproximativ 68,9 TWh și un potențial total de producție de aproximativ 85,3 TWh. Din acesta, circa 14,91 TWh rămân nevalorificați, conducând la o producție efectivă de energie de aproximativ 70,39 TWh.

În vederea asigurării consumului total de energie la nivelul anului 2030, este necesară o energie totală importată de aproximativ 6,57 TWh (9,5% din consumul total de energie). Consumurile menționate în tabelul de mai sus includ și energiile consumate în procesul de reglaj oferit de sursele de stocare.

În Figura 7.14 și Figura 7.15 este prezentată structura generării surselor de producție a energiei electrice împărțită pe categorii de centrale.

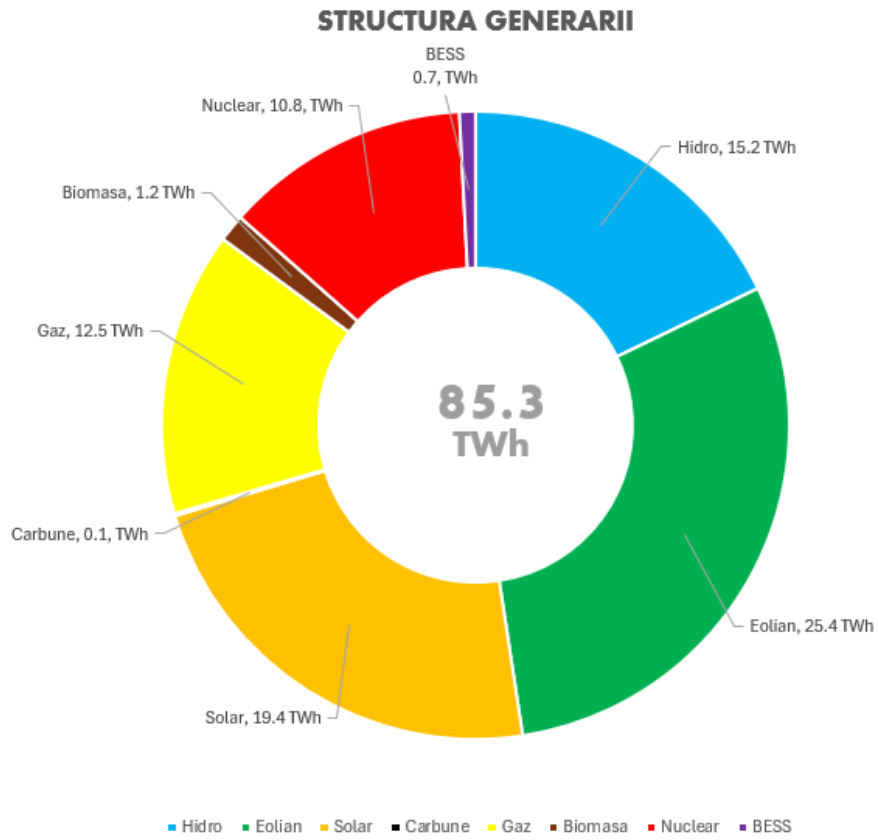


Figura 7.14 Structura generare SA2 – etapa 2030 [TWh]

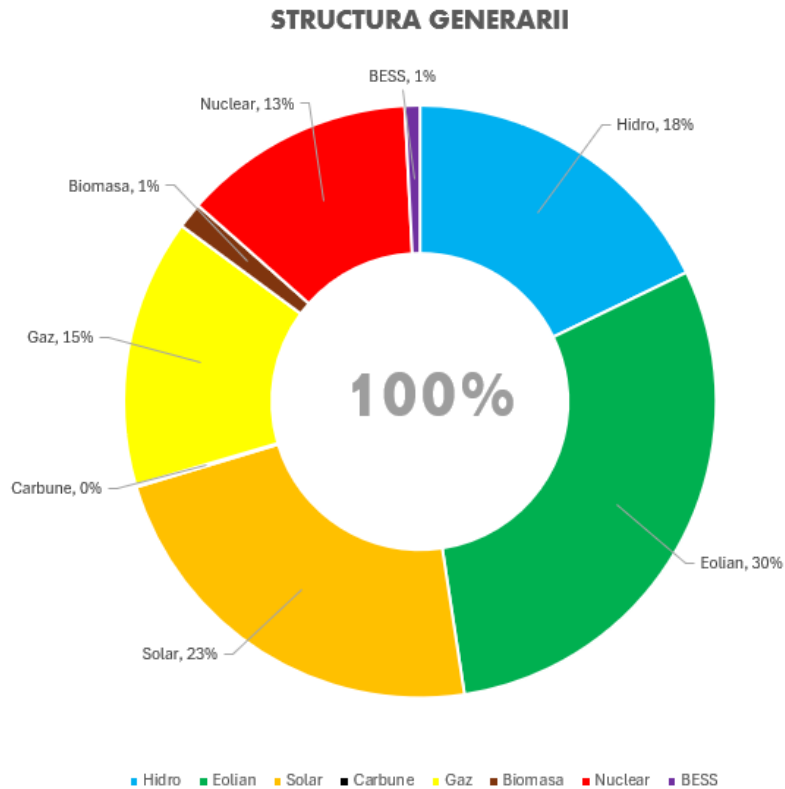


Figura 7.15 Structura generare SA2 – etapa 2030 [%]

În urma analizării diagramele prezentate mai sus, au fost obținute următoarele rezultate:

- Surse regenerabile: o contribuție semnificativă în acoperirea curbei de sarcină o au surse regenerabile (Eolian + Fotovoltaic), acestea înregistrând valoarea de aproximativ 44,8 TWh (53% din totalul de energie produsă). Cea mai mare producție de energie la nivelul anului 2030 este înregistrată de centralele eoliene, având valoarea de aproximativ 25,4 TWh (30% din totalul de energie produsă).
- Centrale hidroelectrice: Producție de energie asociată centralelor hidroelectrice este de 15,2 TWh (18% din totalul de energie produsă).
- Centrale nucleare: Producția de energie din surse nucleare la nivelul anului 2030 este de aproximativ 10,8 TWh (13% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe gaze: producția de energie la nivelul anului 2030 este de aproximativ 12,5 TWh (15% din totalul de energie produsă).
- Instalații de stocare: producția de energie asociată instalațiilor de stocare (aflate la dispoziția dispecerului) este de aproximativ 0,7 TWh (1% din totalul de energie produsă).

7.2.4. Analiza situațiilor de stres operațional (SO) la nivelul scenariilor analizate

În cadrul scenariilor analizate au fost identificate două categorii distincte de situații de stres operațional, determinate pe baza simulărilor probabilistice realizate prin metoda Monte Carlo.

Prima categorie este reprezentată de intervale orare de stres operațional asociate apariției energiei nelivrate (ENS), indicând situații în care capacitatea disponibilă a sistemului este insuficientă pentru acoperirea consumului. Aceste intervale sunt considerate critice din perspectiva adecvantei și contribuie direct la valorile indicatorilor ENS și LOLE.

A doua categorie corespunde intervalelor orare de stres operațional în care nu se înregistrează energie nelivrată, însă sistemul funcționează în condiții limită, caracterizate prin utilizarea integrală a capacităților disponibile din surse regenerabile de energie (eolian și fotovoltaic), în contextul unui nivel ridicat al consumului. Aceste situații indică un grad crescut de solicitare a sistemului, fără a conduce însă la nealimentarea consumului.

Pentru fiecare scenariu, au fost identificate și cuantificate separat cele două tipuri de situații de stres operațional, rezultatele fiind prezentate sintetic în tabelul următor, cu evidențierea numărului de intervale orare afectate, a distribuției pe intervale orare reprezentative și a repartiției acestora pe luni calendaristice.

Se precizează faptul că intervalele orare de stres operațional fără apariția energiei nelivrate nu contribuie la calculul indicatorilor ENS și LOLE, fiind analizate separat în scopul evaluării robusteții operaționale a sistemului.

TABELUL 7.10. SINTEZA SITUAȚIILOR DE STRES OPERAȚIONAL (SO) IDENTIFICATE LA NIVELUL SCENARIILOR ANALIZATE

Indicator		Scenariu	SCR	SA1	SA2
SO cu ENS	Număr intervale orare afectate		6	4	4
	Interval reprezentativ	05:00 – 10:00	0%	0%	0%
		11:00 – 16:00	0%	0%	0%
		17:00 – 22:00	17%	25%	25%
		23:00 – 04:00	83%	75%	75%
Luni calendaristice		Decembrie	Decembrie	Decembrie	
SO fără ENS	Număr intervale orare afectate		57	2	68
	Interval reprezentativ	05:00 – 10:00	47%	0%	78%
		11:00 – 16:00	7%	0%	0%
		17:00 – 22:00	46%	100%	22%
		23:00 – 04:00	0%	0%	0%
Luni calendaristice		Ianuarie Februarie Noiembrie Decembrie	Decembrie	Ianuarie Februarie Noiembrie Decembrie	

În completarea analizei detaliate a situațiilor de stres operațional prezentate anterior, Figura 7.16 sintetizează, la nivelul fiecărui scenariu analizat, principalele rezultate obținute din perspectiva indicatorilor de adecvanță ai sistemului electroenergetic.

Aceasta oferă o imagine de ansamblu asupra magnitudinii situațiilor de stres identificate, evidențiind atât indicatorii cantitativi de adecvanță (ENS, LOLE și LOLP), cât și reperele economice utilizate în analiză (VoLL și CONE), în raport cu ținta de referință LOLE.

Pentru valoarea ENS la nivel global asociată fiecărui scenariu în parte au fost reținute intervalele orare cu cea mai ridicată valoare ENS care conduc la acoperirea a 90% din riscul de nealimentare consum identificat în mod automat de programul de calcul.

Se remarcă faptul că nu se depășește valoarea de referință pentru LOLE în niciun scenariu pentru 2030.

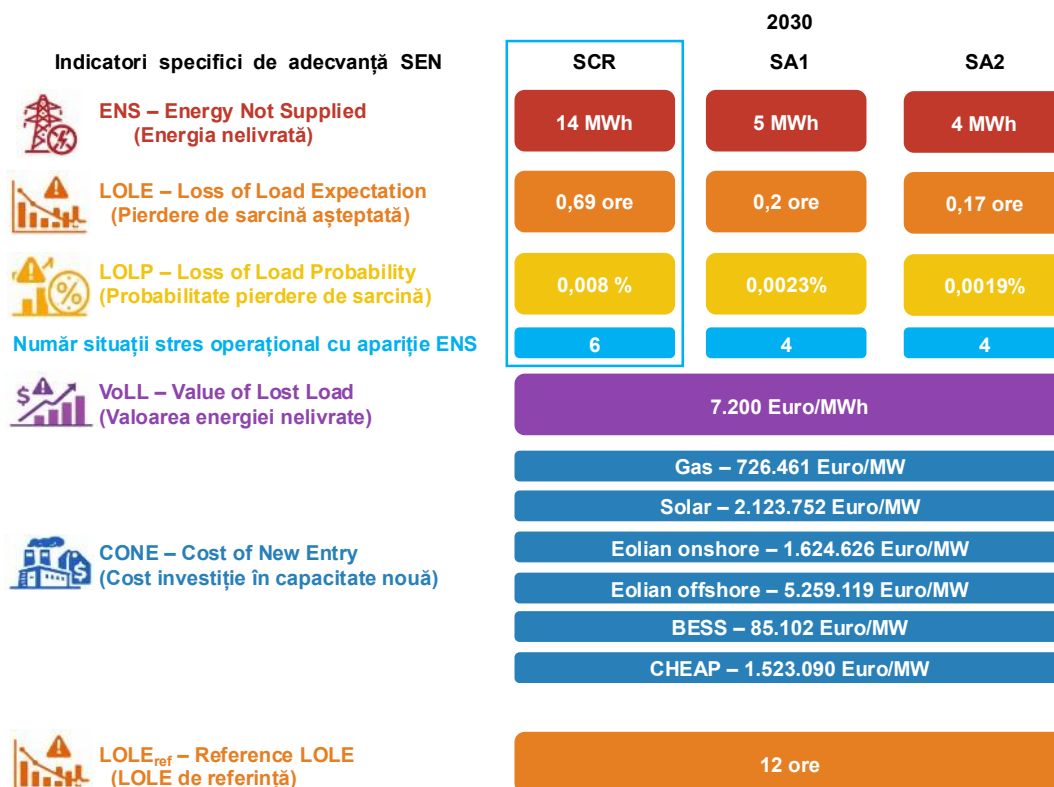


Figura 7.16 Sinteza indicatorilor de adecvanță la nivelul scenariilor analizate – Etapa 2030

7.2.5. Analiza comparativă a indicatorilor de adecvanță (ENS și LOLE) – model redus vs. model extins

În vederea evaluării impactului nivelului de detaliere a modelului asupra rezultatelor de adecvanță, a fost realizată o analiză comparativă între modelul redus și modelul extins. Cele două abordări diferă prin gradul de reprezentare a sistemului electroenergetic, modelul extins incluzând un nivel superior de detaliere a structurii de generare, a constrângerilor operaționale și a interacțiunilor dintre componentele sistemului, comparativ cu modelul redus, care utilizează o reprezentare simplificată, considerând întregul SEN ca un singur nod.

Această comparație are rolul de a evidenția valoarea adăugată a modelului extins, precum și impactul creșterii nivelului de detaliere asupra evaluării indicatorilor de adecvanță ENS și LOLE și asupra robusteții rezultatelor obținute.

În acest context, rezultatele corespunzătoare celor două niveluri de modelare sunt prezentate comparativ, în format tabelar, în cele ce urmează.

TABELUL 7.11. INDICATORI ENS ȘI LOLE: MODEL REDUS VS. MODEL EXTINS

Scenariu / Indicator	SCR		SA1		SA2	
	Model redus	Model extins	Model redus	Model extins	Model redus	Model extins
ENS [MWh]	0	14	0	5	0	4
LOLE [ore]	0	0,69	0	0,2	0	0,17

7.3. Etapa 2035

7.3.1. Scenariul central de referință

În Tabelul 7.12 este prezentată energia totală generată, respectiv energia totală consumată la nivelul etapei 2035 asociat **scenariului central de referință (SCR)**, rezultate în urma simulărilor, considerând ipotezele menționate anterior.

TABELUL 7.12. REZULTATE SCENARIU CENTRAL DE REFERINȚĂ – 2035

REZULTATE		MWh	TWh
GENERARE	POTENȚIAL	82.493.237	82,49
	NEVALORIFICAT	12.130.426	12,13
CONSUM	ALIMENTAT	77.388.001	77,39
	RISC NEALIMENTARE	197	0
BILANȚ RO		-7.024.992	-7,02
FLUX IMPORT RO		-13.209.673	-13,21
FLUX EXPORT RO		6.184.681	6,18

În urma analizei tabelului prezentat mai sus, rezultă un consum total de energie de aproximativ 77 TWh și un potențial total de producție de aproximativ 82 TWh. Din acesta, circa 12 TWh rămân nevalorificați, conducând la o producție efectivă de energie de aproximativ 70 TWh.

În vederea asigurării consumului total de energie la nivelul anului 2035, este necesară o energie totală importată de aproximativ 13 TWh (aproximativ 17% din consumul total de energie). Totodată, se remarcă o cantitate de energie exportată de aproximativ 6 TWh, rezultând un sold net importator al sistemului, de circa 7 TWh.

Consumurile menționate în tabelul de mai sus includ și energiile consumate în procesul de reglaj oferit de sursele de stocare.

În Figura 7.17 și Figura 7.18 prezintă structura producției de energie electrică pe categorii de surse de generare. Analiza diagramelor prezentate confirmă următoarele rezultate:

- Surse regenerabile: o contribuție semnificativă în acoperirea curbei de sarcină o au surse regenerabile (Eolian + Fotovoltaic), acestea înregistrând valoarea de aproximativ 39,5 TWh (48% din totalul de energie produsă). Cea mai mare producție de energie la nivelul anului 2035 este înregistrată de centralele eoliene, având valoarea de aproximativ 20,5 TWh (25% din totalul de energie produsă).
- Centrale hidroelectrice: Producție de energie asociată centralelor hidroelectrice este de 17,1 TWh (21% din totalul de energie produsă).
- Centrale nucleare: Producția de energie din surse nucleare la nivelul anului 2035 este de aproximativ 10,9 TWh (13% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe gaze: producția de energie la nivelul anului 2035 este de aproximativ 12,2 TWh (15% din totalul de energie produsă).
- Instalații de stocare, centrale cu acumulare prin pompaj: producția de energie asociată instalațiilor de stocare (aflate la dispoziția dispecerului) este de aproximativ 1,3 TWh (1% din totalul de energie produsă).

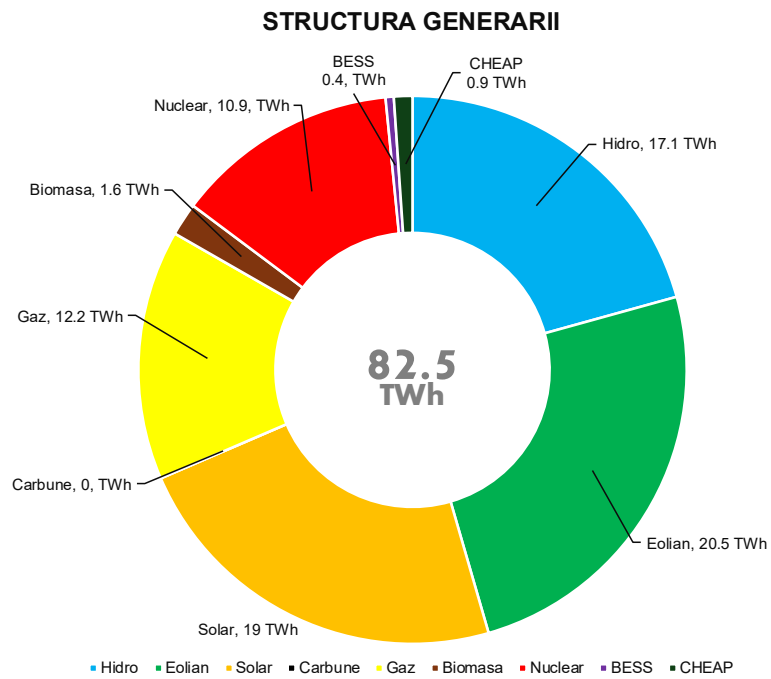


Figura 7.17 Structura generare etapa 2035 – Scenariul central de referință (SCR) [TWh]

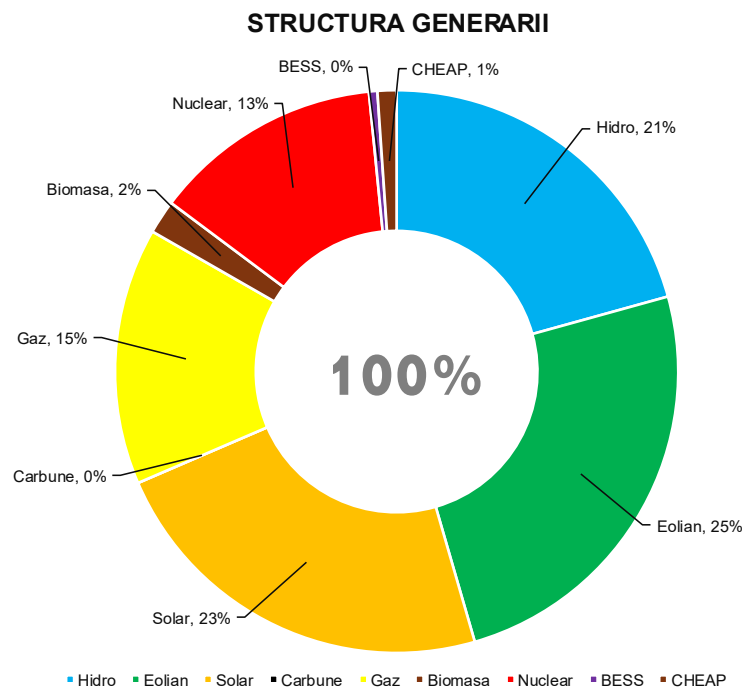


Figura 7.18 Structura generare etapa 2035 – Scenariul central de referință (SCR) [%]

7.3.2.Scenariul alternativ 1

În cadrul Tabelul 7.13 este prezentată energia totală generată, respectiv energie totală consumată la nivelul etapei 2035 asociat **scenariului alternativ 1 (SA1)**, rezultate în urma simulărilor, considerând ipotezele menționate anterior.

TABELUL 7.13. REZULTATE SCENARIU ALTERNATIV 1 – 2035

REZULTATE		MWh	TWh
GENERARE	POTENȚIAL	92.756.374	92,8
	NEVALORIFICAT	17.754.292	17,8
CONSUM	ALIMENTAT	71.698.629	71,7
	NEALIMENTAT	2	0
BILANȚ RO		3.303.454	3,3
FLUX IMPORT RO		-7.863.136	-7,9
FLUX EXPORT RO		11.166.590	11,2

În urma analizei tabelului prezentat mai sus, rezultă un consum total de energie de aproximativ 71,7 TWh și un potențial total de producție de aproximativ 92,7 TWh. Din acesta, circa 17,7 TWh rămân nevalorificați, conducând la o producție efectivă de energie de aproximativ 75 TWh.

În vederea asigurării consumului total de energie la nivelul anului 2035, este necesară o energie totală importată de aproximativ 7,86 TWh (aproximativ 11% din consumul total de energie). Totodată, se remarcă o cantitate de energie exportată de aproximativ 11,1 TWh, rezultând un sold net exportator al sistemului, de circa 3,3 TWh.

Consumurile menționate în tabelul de mai sus includ și energiile consumate în procesul de reglaj oferit de sursele de stocare.

În Figura 7.19 și Figura 7.20 este prezentată structura generării surselor de producție a energiei electrice împărțită pe categorii de centrale.

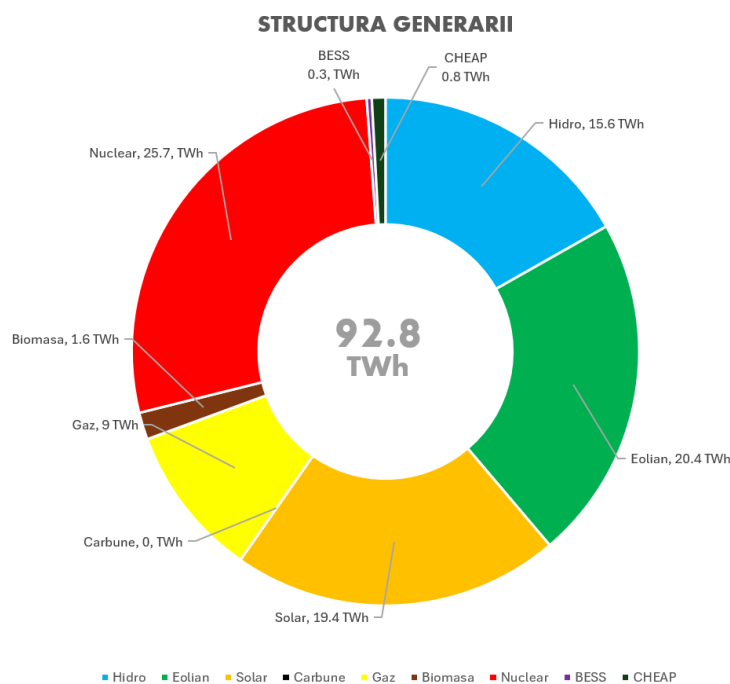


Figura 7.19 Structura generare etapa 2035 – Scenariul alternativ 1 (SA1) [TWh]

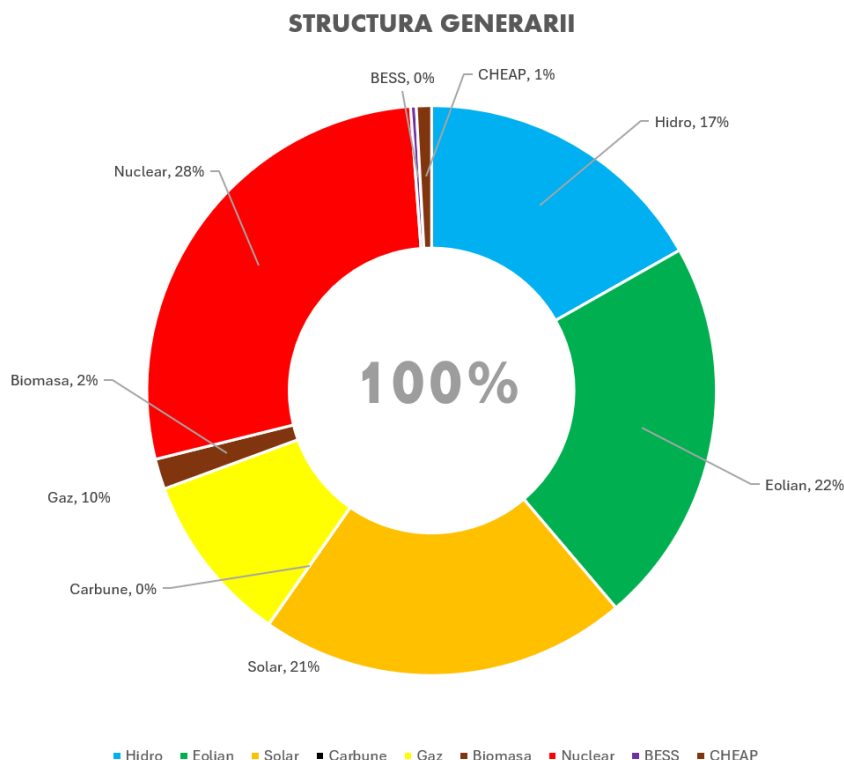


Figura 7.20 Structura generare etapa 2035 – Scenariul alternativ 1 (SA1) [%]

În urma analizării diagramei prezentate mai sus, au fost obținute următoarele rezultate:

- Surse regenerabile: o contribuție semnificativă în acoperirea curbei de sarcină o au surse regenerabile (Eolian + Fotovoltaic), acestea înregistrând valoarea de aproximativ 39,8 TWh (43% din totalul de energie produsă).
- Centrale hidroelectrice: Producție de energie asociată centralelor hidroelectrice este de 15,6 TWh (17% din totalul de energie produsă).
- Centrale nucleare: Cea mai mare producție de energie la nivelul anului 2035 este înregistrată de centralele nucleare, având valoarea de aproximativ 25,7 TWh (28% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe gaze: producția de energie la nivelul anului 2035 este de aproximativ 9 TWh (10% din totalul de energie produsă).
- Instalații de stocare, centrale cu acumulare prin pompaj: producția de energie asociată instalațiilor de stocare (aflate la dispoziția dispecerului) este de aproximativ 1,1 TWh (1% din totalul de energie produsă).

7.3.3.Scenariul alternativ 2

În Tabelul 7.14 este prezentată energia totală generată, respectiv energie totală consumată la nivelul etapei 2035 asociat **scenariului alternativ 2 (SA2)**, rezultate în urma simulărilor, considerând ipotezele menționate anterior.

TABELUL 7.14. REZULTATE SCENARIU ALTERNATIV 2 – 2035

REZULTATE		MWh	TWh
GENERARE	POTENȚIAL	95.552.091	95,6
	NEVALORIFICAT	13.692.488	13,7
CONSUM	ALIMENTAT	85.584.573	85,6
	NEALIMENTAT	3.015	0,003
BILANȚ RO		-3.721.956	-3,7
FLUX IMPORT RO		-11.108.532	-11,1
FLUX EXPORT RO		7.386.576	7,4

În urma analizei tabelului prezentat mai sus, rezultă un consum total de energie de aproximativ 85,6 TWh și un potențial total de producție de aproximativ 95,5 TWh. Din acesta, circa 13,69 TWh rămân nevalorificați, conducând la o producție efectivă de energie de aproximativ 81.8 TWh.

În vederea asigurării consumului total de energie la nivelul anului 2035, este necesară o energie totală importată de aproximativ 11,1 TWh (aproximativ 13% din consumul total de energie). Totodată, se remarcă o cantitate de energie exportată de aproximativ 7,38 TWh, rezultând un sold net importator al sistemului, de circa 3,7 TWh.

Consumurile menționate în tabelul de mai sus includ și energiile consumate în procesul de reglaj oferit de sursele de stocare.

În Figura 7.21 și Figura 7.22 este prezentată structura generării surselor de producție a energiei electrice împărțită pe categorii de centrale.

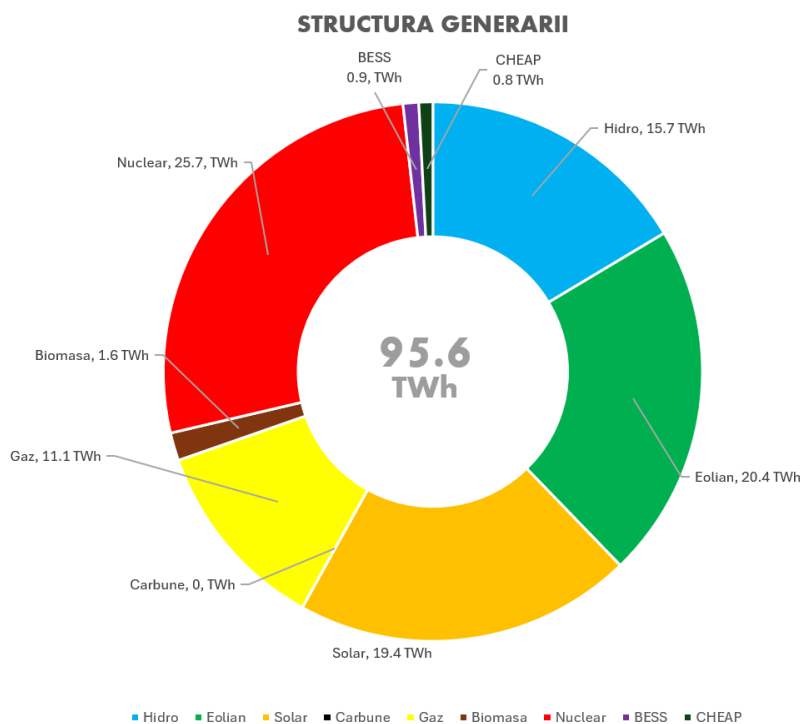


Figura 7.21 Structura generare etapa 2035 – Scenariul alternativ 2 (SA2) [TWh]

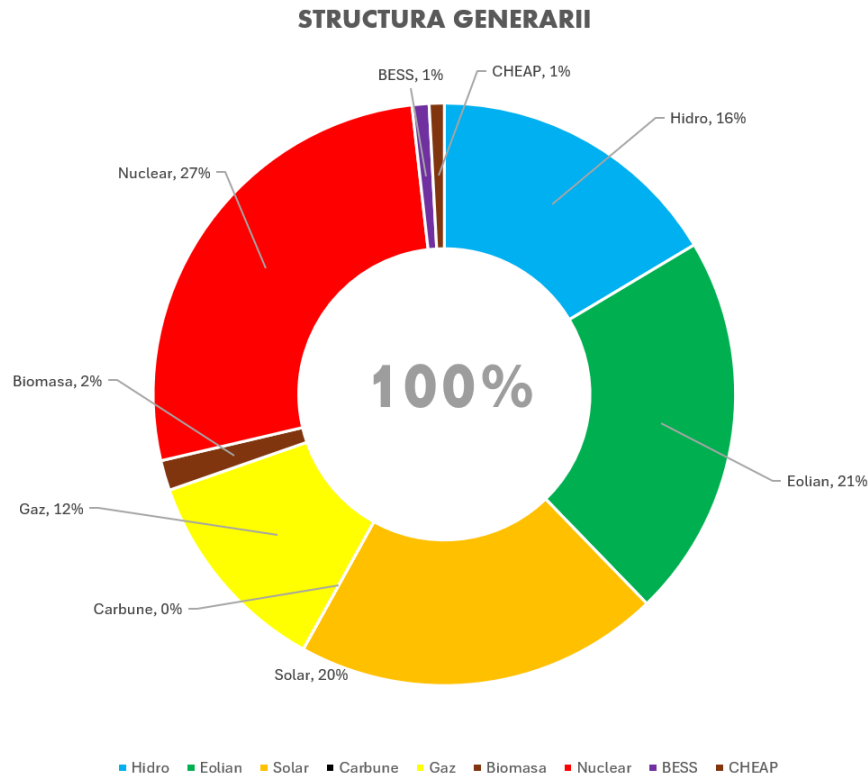


Figura 7.22 Structura generare etapa 2035 – Scenariul alternativ 2 (SA2) [%]

În urma analizării diagramei prezentate mai sus, au fost obținute următoarele rezultate:

- Surse regenerabile: o contribuție semnificativă în acoperirea curbei de sarcină o au surse regenerabile (Eolian + Fotovoltaic), acestea înregistrând valoarea de aproximativ 39,8 TWh (41% din totalul de energie produsă).
- Centrale hidroelectrice: Producție de energie asociată centralelor hidroelectrice este de 15,7 TWh (16% din totalul de energie produsă).
- Centrale nucleare: Cea mai mare producție de energie la nivelul anului 2035 este înregistrată de centralele nucleare, având valoarea de aproximativ 25,7 TWh (27% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe gaze: producția de energie la nivelul anului 2035 este de aproximativ 11,1 TWh (12% din totalul de energie produsă).
- Instalații de stocare, respectiv centralele cu acumulare prin pompaj: producția de energie asociată instalațiilor de stocare (aflate la dispoziția dispecerului) este de aproximativ 1,7 TWh (2% din totalul de energie produsă).

7.3.4. Analiza situațiilor de stres operațional (SO) la nivelul scenariilor analizate

În cadrul scenariilor analizate au fost identificate două categorii distincte de situații de stres operațional, determinate pe baza simulărilor probabilistice realizate prin metoda Monte Carlo.

Prima categorie este reprezentată de intervale orare de stres operațional asociate apariției energiei nelivrate (ENS), indicând situații în care capacitatea disponibilă a sistemului este insuficientă pentru acoperirea consumului. Aceste intervale sunt considerate critice din perspectiva adecvănței și contribuie direct la valorile indicatorilor ENS și LOLE.

A doua categorie corespunde intervalelor orare de stres operațional în care nu se înregistrează energie nelivrată, însă sistemul funcționează în condiții limită, caracterizate prin utilizarea integrală a capacităților disponibile din surse regenerabile de energie (eolian și fotovoltaic), în contextul unui nivel ridicat al consumului. Aceste situații indică un grad crescut de solicitare a sistemului, fără a conduce însă la nealimentarea consumului.

Pentru fiecare scenariu, au fost identificate și cuantificate separat cele două tipuri de situații de stres operațional, rezultatele fiind prezentate sintetic în tabelul următor, cu evidențierea numărului de intervale orare afectate, a distribuției pe intervale orare reprezentative și a repartiției acestora pe luni calendaristice.

Se precizează faptul că intervalele orare de stres operațional fără apariția energiei nelivrate nu contribuie la calculul indicatorilor ENS și LOLE, fiind analizate separat în scopul evaluării robusteții operaționale a sistemului.

TABELUL 7.15. SINTEZA SITUAȚIILOR DE STRES OPERAȚIONAL (SO) IDENTIFICATE LA NIVELUL SCENARIILOR ANALIZATE

Indicator		Scenariu	SCR	SA1	SA2
SO cu ENS	Număr intervale orare afectate		13	1	58
	Interval reprezentativ	05:00 – 10:00	0%	0%	28%
		11:00 – 16:00	8%	0%	38%
		17:00 – 22:00	54%	100%	28%
		23:00 – 04:00	38%	0%	7%
Luni calendaristice		Ianuarie Iulie Decembrie	Ianuarie	Ianuarie Februarie Martie Iulie Octombrie	
SO fără ENS	Număr intervale orare afectate		25	10	115
	Interval reprezentativ	05:00 – 10:00	44%	0%	70%
		11:00 – 16:00	4%	0%	5%
		17:00 – 22:00	52%	100%	23%
		23:00 – 04:00	0%	0%	2%
Luni calendaristice		Ianuarie Februarie Noiembrie Decembrie	Ianuarie Noiembrie Decembrie	Ianuarie Februarie Octombrie Noiembrie Decembrie	

În completarea analizei detaliate a situațiilor de stres operațional prezentate anterior, Figura 7.23 sintetizează, la nivelul fiecărui scenariu analizat, principalele rezultate obținute din perspectiva indicatorilor de adecvanță ai sistemului electroenergetic.

Aceasta oferă o imagine de ansamblu asupra magnitudinii situațiilor de stres identificate asociat Etapei de analiză 2035, evidențiind atât indicatorii cantitativi de adecvanță (ENS, LOLE și LOLP), cât și reperele economice utilizate în analiză (VoLL și CONE), în raport cu ținta de referință LOLE.

Pentru valoarea ENS la nivel global asociată fiecărui scenariu în parte au fost reținute intervalele orare cu cea mai ridicată valoare ENS care conduc la acoperirea a 90% din riscul de nealimentare consum identificat în mod automat de programul de calcul.

Se remarcă depășirea valorii de referință pentru LOLE în cazul Scenariului central de referință și în cazul scenariului SA2 caracterizat de o evoluție optimistă a creșterii de consum la nivel național, în contextul în care ținta impusă conform metodologiei de calcul este limitată la 2h ca urmare a considerării apariției în SEN a componentei de control dinamic al sarcinii (DSR).

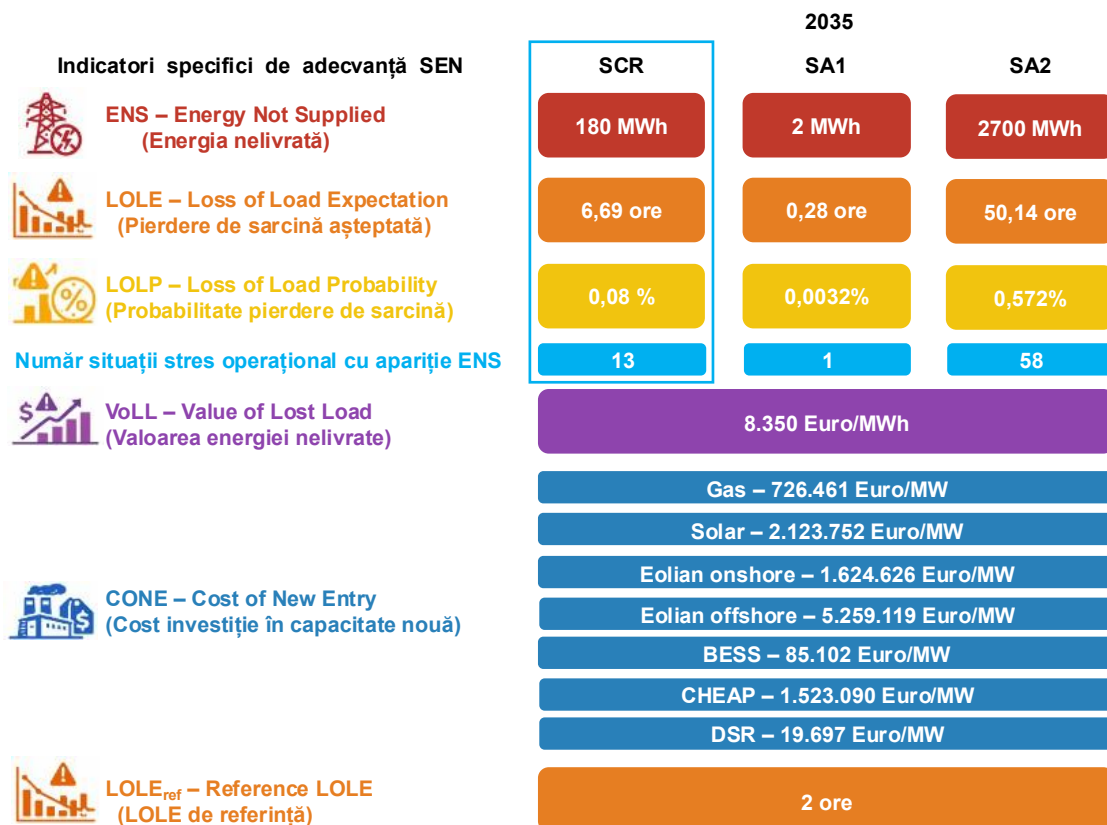


Figura 7.23 Sinteza indicatorilor de adecvanță la nivelul scenariilor analizate – Etapa 2035

7.3.5. Analiza comparativă a indicatorilor de adecvanță (ENS și LOLE) – model redus vs. model extins

În vederea evaluării impactului nivelului de detaliere a modelului asupra rezultatelor de adecvanță, a fost realizată o analiză comparativă între modelul redus și modelul extins. Cele două abordări diferă prin gradul de reprezentare a sistemului electroenergetic, modelul extins incluzând un nivel superior de detaliere a structurii de generare, a constrângerilor operaționale și a interacțiunilor dintre componentele sistemului, comparativ cu modelul redus, care utilizează o reprezentare simplificată, considerând întregul SEN ca un singur nod.

Această comparație are rolul de a evidenția valoarea adăugată a modelului extins, precum și impactul creșterii nivelului de detaliere asupra evaluării indicatorilor de adecvanță ENS și LOLE și asupra robusteții rezultatelor obținute.

În acest context, rezultatele corespunzătoare celor două niveluri de modelare sunt prezentate comparativ, în format tabelar, în cele ce urmează.

TABELUL 7.16. INDICATORI ENS ȘI LOLE: MODEL REDUS VS. MODEL EXTINS

Scenariu \ Indicator	SCR		SA1		SA2	
	Model redus	Model extins	Model redus	Model extins	Model redus	Model extins
ENS [MWh]	0	180	0	2	0	2700
LOLE [ore]	0	6,69	0	0,28	0	50,14

Se remarcă faptul că restricțiile interne impuse de rețeaua de transport duc la creșterea riscului de energie nelivrată și a numărului de ore cu energie nelivrată în nodurile rețelei.

7.4. Sinteza analize tehnice

Analiza tehnică a scenariilor evaluate pentru etapele 2027, 2030 și 2035 evidențiază distribuția temporală a situațiilor de stres operațional și a orelor cu energie nelivrată în cadrul sistemului electroenergetic. Rezultatele indică faptul că aceste situații sunt concentrate în principal în perioadele caracterizate prin niveluri ridicate ale cererii de energie electrică, în special în sezonul rece și în intervalele orare asociate vârfurilor de consum.

Distribuția lunară arată că majoritatea situațiilor de stres operațional apar în lunile de iarnă, în special în lunile ianuarie, februarie și decembrie, când cererea de energie electrică este ridicată. Orelor cu energie nelivrată apar punctual în aceleași perioade, reflectând condiții de încărcare ridicată a sistemului.

Comparativ cu scenariul de referință, scenariile alternative analizate conduc în general la reducerea frecvenței situațiilor cu energie nelivrată și la îmbunătățirea comportamentului sistemului în condiții de stres operațional. În același timp, distribuția temporală a acestor situații rămâne determinată în principal de sezonalitatea cererii și de evoluția mixului de producere.

7.4.1. Etapa 2027

Rezultatele pentru etapa 2027 evidențiază apariția situațiilor de stres operațional în special în lunile de iarnă, respectiv în lunile ianuarie, februarie și decembrie, perioade caracterizate prin niveluri ridicate ale cererii de energie electrică. În scenariul de referință (SCR), numărul orelor de stres operațional și al orelor cu energie nelivrată este mai ridicat comparativ cu scenariile alternative.

Scenariile alternative analizate conduc la o reducere a frecvenței situațiilor cu energie nelivrată, acestea fiind limitate în principal la perioadele de consum maxim din sezonul rece.

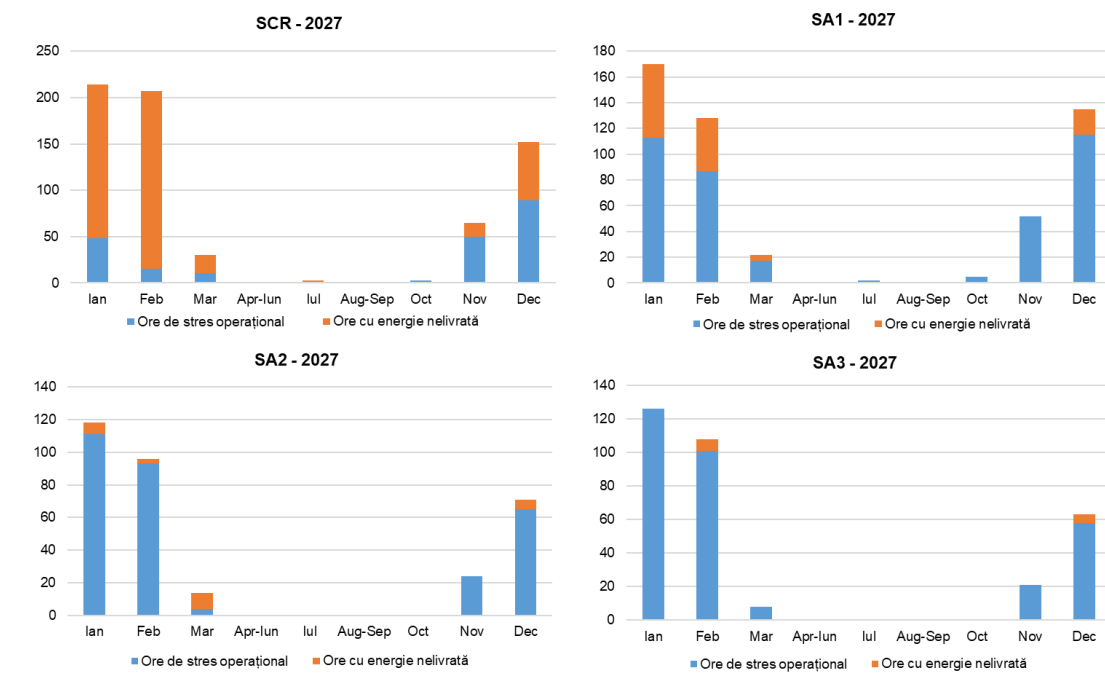


Figura 7.24 Distribuția lunară a orelor de stres operațional și a orelor cu energie nelivrată – etapa 2027

Distribuția pe intervale orare indică o concentrare a situațiilor de stres în intervalele corespunzătoare vârfurilor de consum, în special în vârful de seară (17:00–22:00), dar și în vârful de dimineață (05:00–10:00).

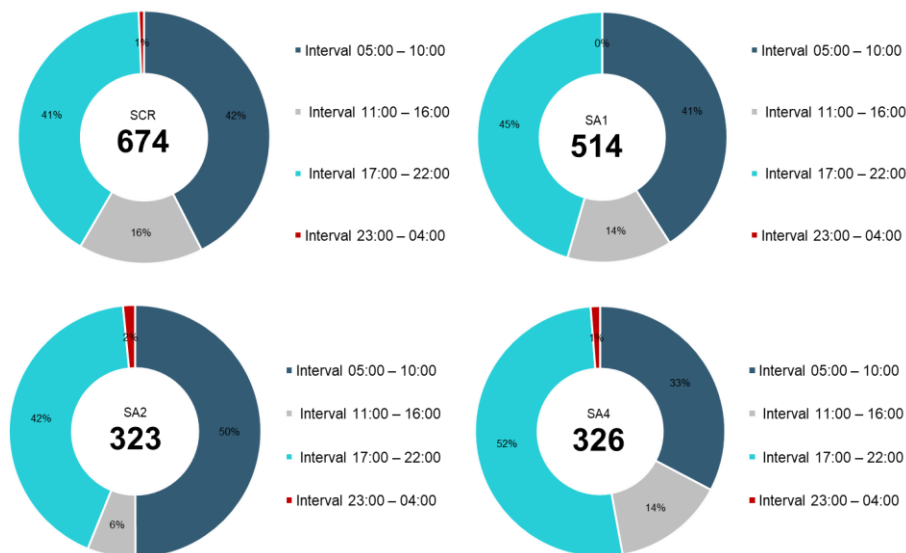


Figura 7.25 Distribuția orelor de stres operațional pe intervale orare – etapa 2027

7.4.2. Etapa 2030

Pentru etapa 2030 se observă o reducere semnificativă a frecvenței situațiilor de stres operațional comparativ cu etapa 2027, acestea fiind concentrate în principal în sezonul rece. În majoritatea scenariilor analizate, orele de stres operațional sunt limitate în special la lunile ianuarie, februarie și decembrie.

În scenariile alternative, orele cu energie nelivrată apar punctual și sunt asociate în principal perioadelor de vârf ale consumului din sezonul rece.

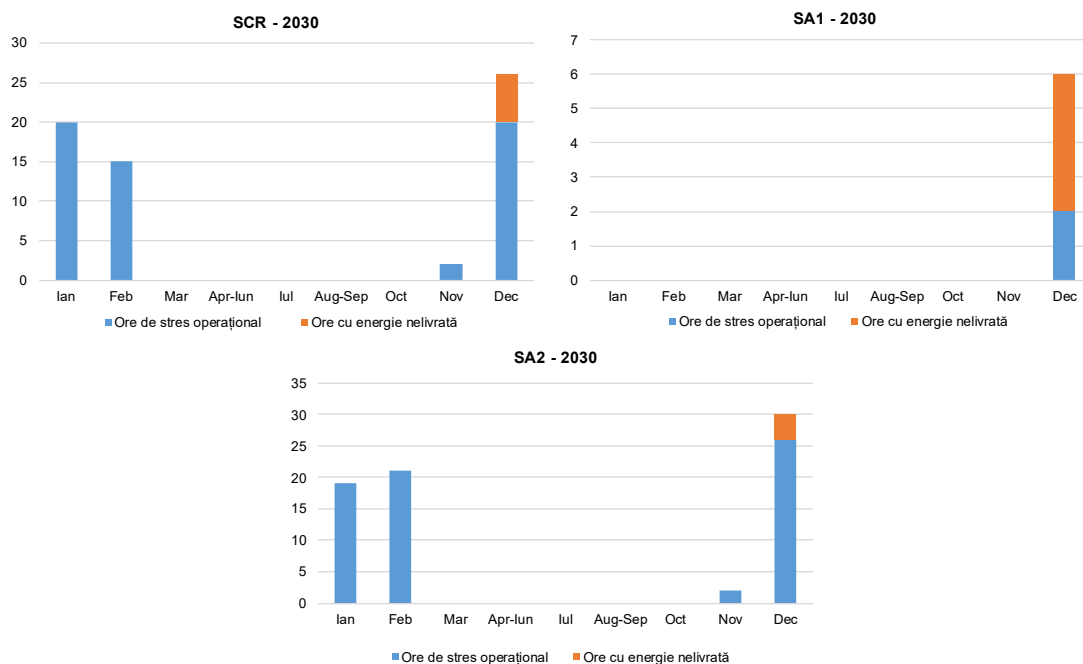


Figura 7.26 Distribuția lunară a orelor de stres operațional și a orelor cu energie nelivrată – etapa 2030

Distribuția pe intervale orare indică menținerea unei concentrații a situațiilor de stres în intervalele asociate vârfurilor de consum, însă la o frecvență mai redusă comparativ cu etapa anterioară.

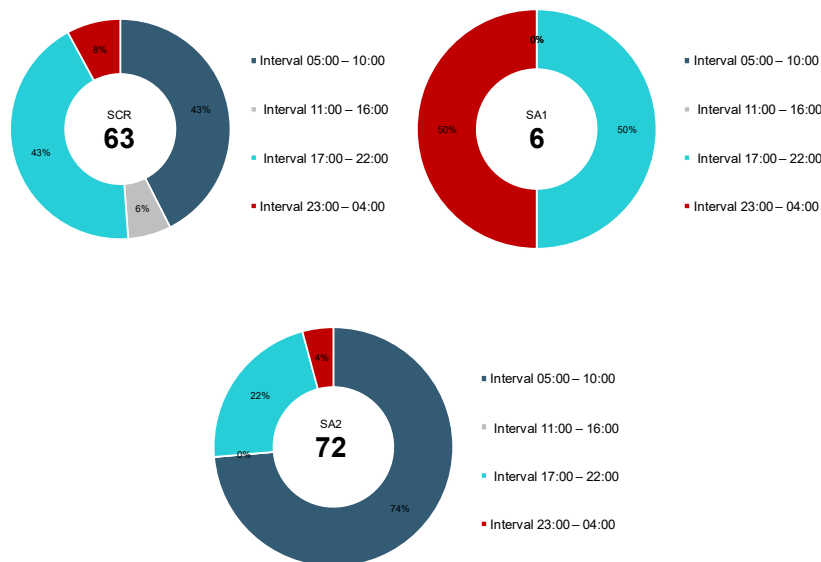


Figura 7.27 Distribuția orelor de stres operațional pe intervale orare – etapa 2030

7.4.3. Etapa 2035

Rezultatele pentru etapa 2035 indică menținerea unei concentrații a situațiilor de stres operațional în sezonul rece, în special în lunile ianuarie, februarie și decembrie, perioade caracterizate prin niveluri ridicate ale cererii de energie electrică.

În scenariul de referință (SCR), aceste situații apar punctual în lunile de iarnă, în timp ce în scenariul alternativ SA1 frecvența lor este redusă. În scenariul SA2 se observă o creștere a numărului orelor de stres operațional și a orelor cu energie nelivrată comparativ cu celelalte scenarii, acestea fiind concentrate în principal în sezonul rece.

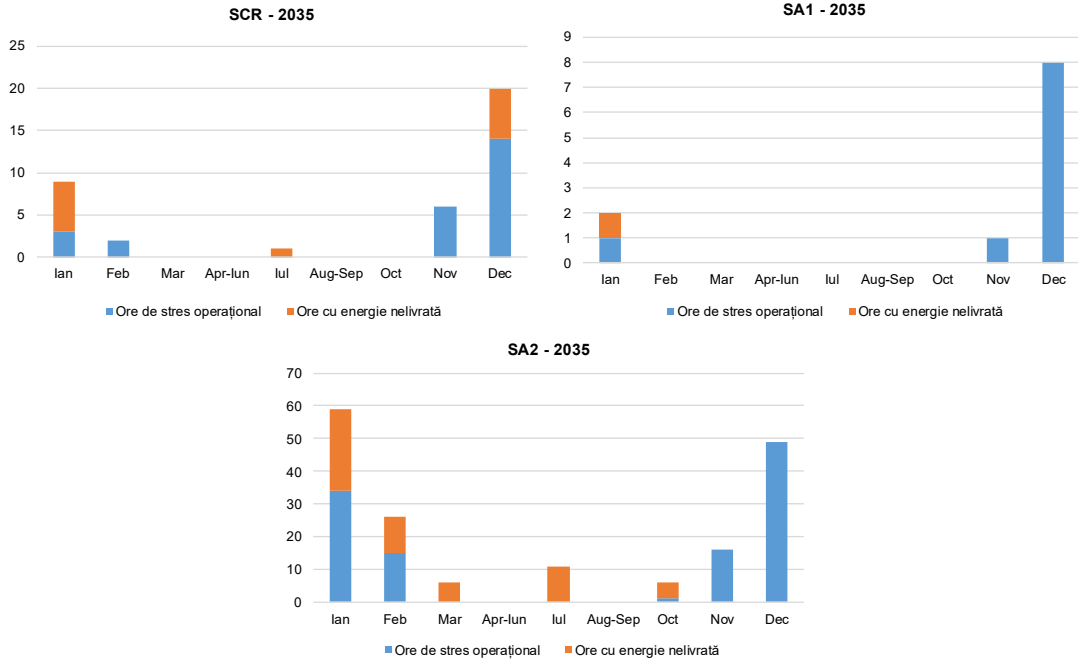


Figura 7.28 Distribuția lunară a orelor de stres operațional și a orelor cu energie nelivrată – etapa 2035

Distribuția pe intervale orare indică faptul că situațiile de stres operațional rămân asociate în principal intervalelor corespunzătoare vârfurilor de consum.

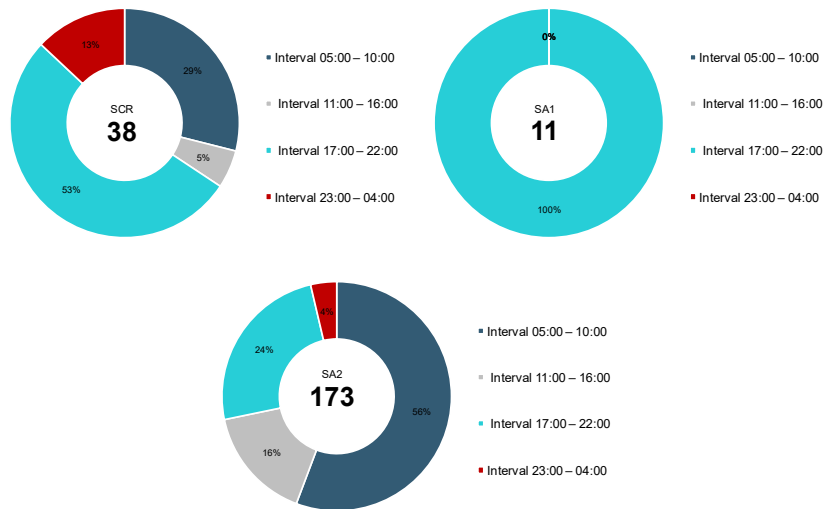


Figura 7.29 Distribuția orelor de stres operațional pe intervale orare – etapa 2035

8. *IMPACTUL CERINȚELOR MINRAM 70%
ASUPRA FLUXURILOR DE PUTERE ÎN
SEN – CONFIDENȚIAL*

Confidențial

9. EVALUARE VIABILITATE ECONOMICĂ

9.1. Ipoteze macroeconomice generale

Evaluarea EVA se bazează pe ipoteze tehnico-economice privind costurile de capital, costurile operaționale, durata de viață și ratele de rentabilitate (hurdle rates) pentru fiecare tehnologie. Ratele de rentabilitate reflectă profilurile de risc specifice fiecărei tehnologii și sunt utilizate pentru a determina nivelul minim de venituri necesar pentru viabilitatea investițiilor.

TABELUL 9.1. PARAMETRI TEHNICO ECONOMICI UTILIZAȚI ÎN ANALIZA VIABILITĂȚII ECONOMICE (EVA)

Sursa	Costuri fixe [Euro/kW/an]	CAPEX [Euro/kW]	Durata de viață [ani]	Rata minimă de rentabilitate ⁹ [%]
Cărbune (Lignit) – Existent	33	-	-	-
Gaz – Existent	37	-	-	-
Gaz – Nou	32	1.500	20	9,8%
Solar	13	950	20	7,2%
Eolian	32	1.330	20	8,5%
Stocare	27	437,75	15	10%

Indicatorii de piață rezultați din simulările de dispecerizare reprezintă baza estimării veniturilor utilizate în analiza de viabilitate economică (EVA). Aceștia surprind condițiile de funcționare ale pieței într-un model energy-only și permit evaluarea sustenabilității economice a diferitelor tehnologii de producție.

Pentru interpretarea rezultatelor EVA au fost analizați următorii indicatori relevanți:

- prețul mediu anual al energiei;
- prețul mediu ponderat cu consumul (load-weighted price);
- *capture prices*¹⁰ specifice fiecărei tehnologii;
- *capture price* mediy la nivel de sistem;
- *capture factors*¹¹;
- distribuția reserve margin(RM)¹².

Diferențele dintre prețul mediu al energiei și *capture price* specifice tehnologiilor evidențiază impactul profilurilor diferite de producție asupra veniturilor realizate, precum și efectele de canibalizare a prețurilor în perioadele cu producție ridicată din surse regenerabile. Tehnologiile caracterizate de producție concentrată în intervale cu ofertă abundentă pot înregistra *capture price* semnificativ diferite față de media pieței.

Acești indicatori influențează în mod direct nivelul veniturilor estimate pentru fiecare tehnologie și, implicit, rezultatele analizei de viabilitate economică. Aceeași abordare metodologică este aplicată în mod consecvent și pentru fiecare dintre orizonturile de timp analizate 2027, 2030 și 2035, asigurând comparabilitatea rezultatelor EVA între etapele analizate.

⁹ Rata minimă de rentabilitate = WACC + Prima de risc (%)

¹⁰ Prețul mediu ponderat cu producția unei tehnologii, reflectând venitul efectiv obținut pe piață de unitatea respectivă, în funcție de profilul său orar de generare.

¹¹ raportul dintre *capture price* și prețul mediu al pieței, indicând măsura în care o tehnologie realizează venituri peste sau sub media pieței în funcție de momentul producției sale.

¹² Factor definit ca diferența dintre capacitatea totală de generare disponibilă și cererea de energie din intervalul respectiv, raportată la nivelul cererii și indică măsura în care infrastructura de generare poate acoperi vârfurile de consum și abaterile neprevăzute din producție sau disponibilitate.

Evaluarea viabilității economice a capacităților de producere și flexibilitate este realizată prin compararea veniturilor anuale estimate din piață cu costurile totale anuale aferente fiecărei tehnologii, pe baza rezultatelor simulărilor de dispecerizare și a prețurilor medii realizate (capture price).

Pentru fiecare tehnologie sunt determinate veniturile anuale estimate și costurile totale, incluzând costurile de operare pentru capacitățile existente și costurile totale anualizate pentru capacitățile noi. Diferența dintre veniturile estimate și costurile totale permite evaluarea marjei nete și identificarea capacităților viabile și neviabile din punct de vedere economic.

Complementar acestor ipoteze, au fost utilizate și rezultatele analizelor de adecvanță aferente celor trei etape analizate, asociat simulărilor probabilistice avute în vedere. Integrarea acestor rezultate a permis corelarea ipotezelor de analiză cu evoluțiile specifice fiecărei etape, oferind astfel o imagine mai completă asupra contextului sistemului electroenergetic analizat.

9.2. EVA Etapa 2027

9.2.1. Scenarii analizate

Pentru orizontul 2027 au fost analizate mai multe scenarii alternative de evoluție a mixului de producere, având ca obiectiv identificarea configurației sistemului care asigură simultan un nivel adecvat de siguranță în alimentare și o funcționare sustenabilă din punct de vedere economic într-o piață de tip energy-only.

Scenariul de referință (SCR) descrie evoluția probabilă a sistemului în absența unor investiții suplimentare majore în capacități noi de producere sau flexibilitate și fără menținerea în operare a unor unități convenționale aflate în proces de retragere. Acest scenariu constituie punctul de plecare pentru evaluarea atât a adecvanței, cât și a viabilității economice a investițiilor necesare în sistem.

Pornind de la acest scenariu, au fost definite mai multe scenarii alternative care explorează opțiuni diferite de evoluție a capacităților convenționale și a celor flexibile:

- SA1 - scenariu alternativ în care se analizează posibilitatea menținerii în funcțiune a unor capacități existente pe lignit, ca măsură de siguranță pentru reducerea riscurilor operaționale pe termen scurt.
- SA2 - scenariu în care se analizează înlocuirea capacităților pe lignit cu unități noi pe gaz și dezvoltarea capacităților de stocare a energiei, configurând astfel un mix mai flexibil și mai adaptat tranziției energetice.
- SA3 - scenariu care explorează ipoteza menținerii simultane a capacităților pe lignit și a introducerii noilor capacități pe gaz și stocare, rezultând o creștere semnificativă a capacității instalate totale.

Analiza acestor scenarii a fost necesară deoarece fiecare configurație a sistemului produce efecte diferite asupra nivelului prețurilor de piață și, implicit, asupra veniturilor realizate de producători. Într-un cadru de piață de tip energy-only, nivelul veniturilor depinde direct de evoluția prețurilor și de profilul de producție al fiecărei tehnologii. Astfel, scenariile caracterizate prin capacitate instalată mai ridicată pot conduce la scăderea prețurilor și la diminuarea veniturilor unitare, în timp ce scenariile cu capacitate mai redusă pot genera venituri mai mari, dar pot ridica probleme de adecvanță.

Compararea rezultatelor între scenarii a făcut posibilă identificarea configurației care asigură cel mai bun echilibru între necesarul de capacitate, funcționarea eficientă a pieței și sustenabilitatea economică a investițiilor. În acest mod, EVA nu a avut doar rolul de a evalua profitabilitatea individuală a tehnologiilor, ci și de a fundamenta alegerea scenariului de dezvoltare considerat optim pentru orizontul 2027.

9.2.2. Ipoteze specifice tehnico-economice

Asociat Etapei 2027 au fost avute în vedere ipotezele specifice tehnico-economice detaliate în cele ce urmează.

TABELUL 9.2. COSTURI MARGINALE ALE TEHNOLOGIILOR DE GENERARE – 2027

Sursa	Cost marginal [Euro/MWh]
Cărbune (Lignit) – Existent	109,18
Gaz – Existent	103,59
Gaz – Nou	80,33
Solar	0
Eolian	0
Stocare	Variabil ¹³

În Tabelul 9.3 sunt prezentați indicatori economici relevanți asociați Etapei 2027.

TABELUL 9.3. REZULTATE DE SIMULARE DE PIAȚĂ – SCENARIILE REPREZENTATIVE 2027

Scenariu	SCR	SA1	SA2	SA3	
ENS [MWh]	36.070	3.456	290	128	
LOLE [h]	143,55	11,34	2,18	1,56	
RM mediu [%]	20%	34%	39%	55%	
RM ≤ 0	21%	7%	3%	0%	
0 < RM ≤ 5%	9%	4%	3%	0%	
5% < RM ≤ 10%	10%	6%	4%	1%	
10 < RM ≤ 15%	9%	8%	5%	2%	
15% < RM	51%	76%	85%	97%	
Prețul mediu anual al energiei [Euro/MWh]	532	299	113	76	
Prețul mediu ponderat cu consumul [Euro/MWh]	595	327	122	78	
Capture price mediu la nivel de sistem [Euro/MWh]	540	308	114	74	
Capture price pe tehnologie [Euro/MWh]	Cărbune - Lignit	763	385	169	98
	Gaz	1.050	562	217	127
	Solar	229	153	44	26
	Eolian	570	321	126	83
	BESS	1.128	588	218	121
Capture factor pe tehnologie [Euro/MWh]	Cărbune - Lignit	1,28	1,18	1,39	1,25
	Gaz	1,76	1,72	1,78	1,62
	Solar	0,38	0,47	0,36	0,33
	Eolian	0,96	0,98	1,03	1,06
	BESS	1,89	1,80	1,79	0,70

Analizele specifice de evaluare a veniturilor și costurilor de generare asociate Etapei 2027 au condus la obținerea rezultatelor de baza necesare evaluării viabilității economice a scenariilor analizate – Tabelul 9.4.

¹³ Diferă în funcție de scenariul analizat

TABELUL 9.4. COSTURI ȘI VENITURI ESTIMATE PE SCENARIII – ETAPA 2027

Scenariu		SCR	SA1	SA2	SA3
Cost aferent fiecărei tehnologii [Euro]	Cărbune - Lignit - Existent	77.945.240	564.621.444	57.952.863	448.212.728
	Gaz - Existent	672.158.917	452.616.146	572.943.894	534.272.097
	Gaz - Nou	0	0	205.790.384	205.790.384
	Solar - Existent	60.047.000	60.047.000	60.047.000	60.047.000
	Solar - Nou	554.391.297	554.391.297	554.391.297	554.391.297
	Eolian - Existent	97.120.000	97.120.000	97.120.000	97.120.000
	Eolian - Nou	232.932.234	232.932.234	232.932.234	232.932.234
	BESS - Nou	55.868.394	48.378.940	77.646.226	72.908.042
Venit aferent fiecărei tehnologii [Euro]	Cărbune - Lignit - Existent	508.395.129	1.871.519.486	81.759.071	372.562.522
	Gaz - Existent	5.990.677.038	2.672.082.609	1.027.880.327	553.396.924
	Gaz - Nou	0	0	467.643.461	251.772.941
	Solar - Existent	1.102.351.087	713.317.029	207.605.898	127.139.204
	Solar - Nou	1.271.319.385	822.654.214	239.427.716	146.627.093
	Eolian - Existent	3.245.687.973	1.827.129.894	725.275.930	476.665.659
	Eolian - Nou	1.443.716.232	812.726.641	322.610.381	212.025.911
	BESS - Nou	250.071.511	132.545.722	123.963.009	70.643.342
Marja netă aferentă fiecărei tehnologii [Euro]	Cărbune - Lignit - Existent	430.449.888	1.306.898.041	23.806.208	-75.650.206
	Gaz - Existent	5.318.518.121	2.219.466.463	454.936.433	19.124.827
	Gaz - Nou	0	0	261.853.077	45.982.557
	Solar - Existent	1.042.304.087	653.270.029	147.558.898	67.092.204
	Solar - Nou	716.928.088	268.262.917	-314.963.582	-407.764.205
	Eolian - Existent	3.148.567.973	1.730.009.894	628.155.930	379.545.659
	Eolian - Nou	1.210.783.997	579.794.407	89.678.146	-20.906.323
	BESS - Nou	194.203.117	84.166.781	46.316.782	-2.264.699

9.2.3. Rezultatele EVA

Pe baza comparării veniturilor estimate cu costurile totale anuale, a fost determinată viabilitatea economică a fiecărei tehnologii în scenariile analizate. Rezultatele sintetice ale evaluării EVA sunt prezentate în tabelul următor, evidențiind capacitățile viabile și cele pentru care apare fenomenul de „missing money”.

TABELUL 9.5. REZULTATELE EVALUĂRII VIABILITĂȚII ECONOMICE (EVA)

Scenariu		SCR	SA1	SA2	SA3
Rezultatul evaluării EVA	Cărbune - Lignit - Existent	Viable	Viable	Viable	Not viable
	Gaz - Existent	Viable	Viable	Viable	Viable
	Gaz - Nou	Not applicable	Not applicable	Viable	Viable
	Solar - Existent	Viable	Viable	Viable	Viable
	Solar - Nou	Viable	Viable	Missing Money	Missing Money
	Eolian - Existent	Viable	Viable	Viable	Viable
	Eolian - Nou	Viable	Viable	Viable	Missing Money
	BESS - Nou	Viable	Viable	Viable	Not viable

Rezultatele analizei evidențiază apariția fenomenului de „missing money” pentru anumite tehnologii necesare funcționării sistemului, respectiv situațiile în care veniturile estimate în condițiile unei piețe de tip energy-only nu sunt suficiente pentru recuperarea costurilor totale și asigurarea viabilității investițiilor. Acest fenomen este determinat în principal de nivelul și volatilitatea prețurilor, de diferențele dintre prețul mediu al pieței și prețurile realizate la nivel de tehnologie, precum și de creșterea ponderii surselor regenerabile în mixul de generare.

9.2.4. Scenariu țintă

Pe baza rezultatelor obținute, scenariul considerat țintă pentru orizontul 2027, atât din perspectiva adecvanței sistemului, cât și a viabilității economice, sunt scenariile **SA1** și **SA2**.

În cadrul scenariului SA2, noile capacități pe gaz contribuie la atingerea unor indicatorii de adecvanță ce asigură siguranța în alimentare, iar majoritatea tehnologiilor analizate ating pragul de viabilitate economică.

Se remarcă, totuși, apariția fenomenului de missing money pentru noile capacități fotovoltaice. Pentru a evalua o posibilă soluție de acoperire a acestui deficit de venit, a fost analizată integrarea unor sisteme suplimentare de stocare a energiei electrice, dimensionate astfel încât să valorifice energia regenerabilă neutilizată (spilled energy). Rezultatele indică faptul că, prin integrarea unui BESS suplimentar, portofoliul agregat **solar + stocare** devine viabil economic, veniturile obținute din valorificarea energiei stocate compensând deficitul inițial de venit al capacităților fotovoltaice.

Astfel, asociat SA2 se recomandă ca acesta să fie completat de atingerea unui volum minim de capacitate de **stocare** de aproximativ **3.000 MW/11.000 MWh**, cu aprox. 1.400 MW/5.600 MWh mai mult față de valoarea de referință avută în vedere inițial pentru acest scenariu.

Pentru scenariul SA3, deși acesta îndeplinește cerințele de adecvanță, îmbunătățirea adusă față de scenariul SA2 este una marginală. În schimb, din punct de vedere economic, introducerea simultană a capacităților suplimentare pe gaz și menținerea capacităților pe cărbune conduce la scăderea nivelului prețurilor pe piață și la comprimarea marjelor pentru mai multe tehnologii. În aceste condiții, capacitățile pe cărbune și sistemele BESS devin neviabile economic, iar fenomenul de missing money se extinde și la noile capacități eoliene, pe lângă cele fotovoltaice.

În lumina celor de mai sus **scenariul țintă** posibil a fi avut în vedere pentru **Etapa 2027** este **scenariul alternativ SA1** care presupune menținerea în exploatare a unor capacități existente pe bază de cărbune, scenariul alternativ 2 fiind considerat un scenariu condiționat, aplicabil doar în cazul respectării calendarului de implementare a noilor capacități de generare în SEN.

9.3. EVA Etapa 2030

9.3.1. Scenarii analizate

Pentru orizontul 2030 au fost analizate mai multe scenarii de evoluție a sistemului electroenergetic, construite pornind de la același set de ipoteze macro, dar diferențiate prin ritmul de dezvoltare a capacităților noi de producere, a stocării și a consumului.

Scenariul central de referință (SCR) descrie o evoluție mai prudentă a sistemului, caracterizată prin întârzieri în realizarea unor investiții în capacități noi și printr-un ritm

moderat de dezvoltare a stocării. Acest scenariu reprezintă punctul de plecare al analizei și permite evaluarea funcționării pieței într-un context conservator.

Pornind de la acest scenariu, au fost definite mai multe scenarii alternative care explorează opțiuni diferite de evoluție a capacităților convenționale și a celor flexibile:

- SA1 – scenariu alternativ în care se analizează o punere în funcțiune mai rapidă a noilor capacități pe gaz și o dezvoltare mai accentuată a capacităților de stocare.
- SA2 – scenariu în care se analizează o evoluție optimistă a tuturor componentelor de flexibilitate și a cererii de energie electrică.
- SA3 – scenariu care pornește de la scenariul de referință și presupune o evoluție a capacităților regenerabile față de anul 2027 într-un ritm mai moderat, respectiv menținerea capacităților instalate în CEF și CEE și creșterea puterii instalate doar la prosumatori, cu 700MW.

Analiza acestor scenarii prin intermediul evaluării de viabilitate economică (EVA) permite compararea impactului diferitelor traiectorii de dezvoltare asupra veniturilor tehnologice și asupra sustenabilității investițiilor. Rezultatele EVA sunt utilizate pentru identificarea scenariului care asigură cel mai bun echilibru între dezvoltarea capacităților și funcționarea eficientă a pieței și pentru fundamentarea scenariului țintă la nivelul orizontului 2030.

9.3.2. Rezultatele simulărilor aferente scenariului suplimentar SA3

În Tabelul 7.8 este prezentată energia totală generată, respectiv energie totală consumată la nivelul etapei 2030 asociat **scenariului alternativ 3 (SA3)**, rezultate în urma simulărilor, considerând ipotezele menționate anterior.

TABELUL 9.6. REZULTATE SCENARIU ALTERNATIV 3 – 2030

REZULTATE		MWh	TWh
GENERARE	POTENȚIAL	62.238.602	62,2
	NEVALORIFICAT	6.122.709	6,1
CONSUM	ALIMENTAT	65.220.408	65,2
	NEALIMENTAT	47	0
BILANȚ RO		-9.104.368	-9,1
FLUX IMPORT RO		-10.960.929	-11
FLUX EXPORT RO		1.856.561	1,9

În urma analizei tabelului prezentat mai sus, rezultă un consum total de energie de aproximativ 65,2 TWh și un potențial total de producție de aproximativ 62,2 TWh. Din acesta, circa 6,1 TWh rămân nevalorificați, conducând la o producție efectivă de energie de aproximativ 56,1 TWh.

În vederea asigurării consumului total de energie la nivelul anului 2030, este necesară o energie totală importată de aproximativ 11 TWh (14 % din consumul total de energie). Consumurile menționate în tabelul de mai sus includ și energiile consumate în procesul de reglaj oferit de sursele de stocare.

În Figura 7.12 și Figura 7.13 este prezentată structura generării surselor de producție a energiei electrice împărțită pe categorii de centrale.

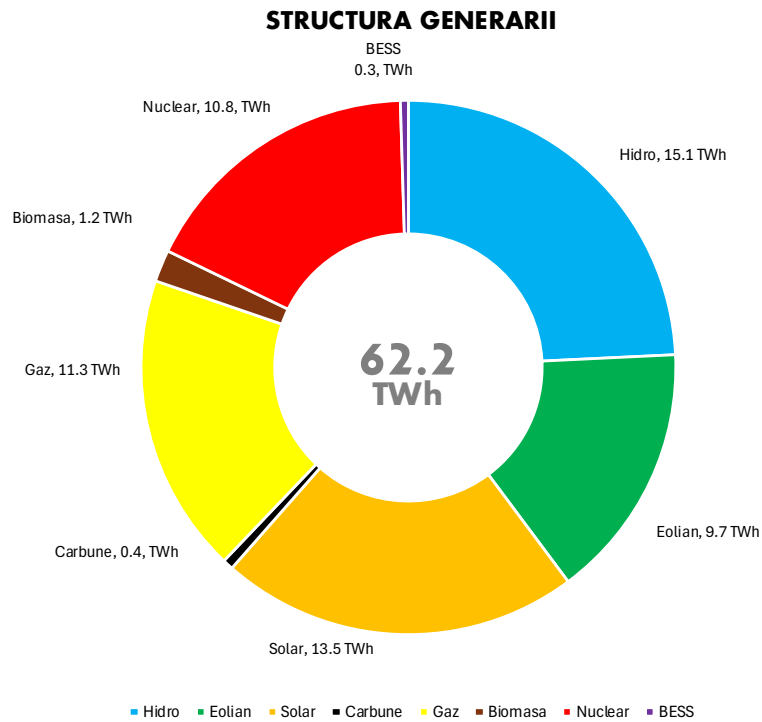


Figura 9.1 Structura generare etapa 2030 – Scenariul alternativ 3 (SA3) [TWh]

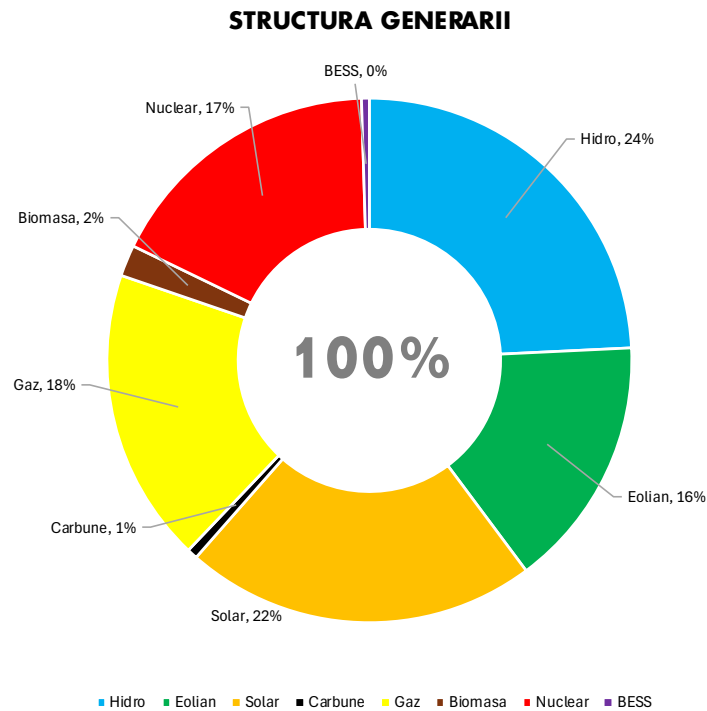


Figura 9.2 Structura generare etapa 2030 – Scenariul alternativ 3 (SA3) [%]

În urma analizării diagramei prezentate mai sus, au fost obținute următoarele rezultate:

- Surse regenerabile: o contribuție semnificativă în acoperirea curbei de sarcină o au surse regenerabile (Eolian + Fotovoltaic), acestea înregistrând valoarea de aproximativ 23,2 TWh (37% din totalul de energie produsă).

- Cea mai mare producție de energie la nivelul anului 2030 este înregistrată de centralele hidroelectrice, având valoarea de aproximativ 15,1 TWh (24% din totalul de energie produsă).
- Centrale nucleare: Producția de energie din surse nucleare la nivelul anului 2030 este de aproximativ 10,8 TWh (17% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe gaze: producția de energie la nivelul anului 2030 este de aproximativ 11,3 TWh (18% din totalul de energie produsă).
- Instalații de stocare: producția de energie asociată instalațiilor de stocare (aflate la dispoziția dispecerului) este de aproximativ 0,3 TWh (0.4% din totalul de energie produsă).

9.3.3. Ipoteze specifice tehnico-economice

Asociat Etapei 2030 au fost avute în vedere ipotezele specifice tehnico-economice detaliate în cele ce urmează.

TABELUL 9.7. COSTURI MARGINALE ALE TEHNOLOGIILOR DE GENERARE – 2030

Sursa	Cost marginal [Euro/MWh]
Gaz – Existent	116,97
Gaz – Nou	92,49
Solar	0
Eolian	0
Stocare	Variabil ¹⁴

În Tabelul 9.8 sunt prezentați indicatori economici relevanți asociați Etapei 2030.

TABELUL 9.8. REZULTATE DE SIMULARE DE PIAȚĂ – SCENARII REPREZENTATIVE 2030

Scenariu	SCR	SA1	SA2	SA3	
ENS [MWh]	14	5	4	47	
LOLE [h]	0,69	0,2	0,17	1,58	
RM mediu [%]	58%	81%	76%	34%	
RM ≤ 0	0%	0%	0%	6%	
0 < RM ≤ 5%	0%	0%	0%	4%	
5% < RM ≤ 10%	1%	0%	0%	6%	
10 < RM ≤ 15%	2%	0%	0%	7%	
15% < RM	97%	100%	100%	77%	
Prețul mediu anual al energiei [Euro/MWh]	37,97	25,03	28,59	74,98	
Prețul mediu ponderat cu consumul [Euro/MWh]	41,24	27,09	31,10	81,85	
Capture price mediu la nivel de sistem [Euro/MWh]	37,80	25,49	28,90	75,26	
Capture price pe tehnologie [Euro/MWh]	Gaz	66,20	41,49	47,62	131,72
	Solar	14,92	11,32	14,17	28,30
	Eolian	41,36	27,34	31,10	71,64
	BESS	78,14	50,17	51,90	148,76
Capture factor pe tehnologie [Euro/MWh]	Gaz	1,61	1,53	1,53	1,61
	Solar	0,36	0,42	0,46	0,35
	Eolian	1,00	1,01	1,00	0,88
	BESS	1,89	1,85	1,67	1,82

¹⁴ Diferă în funcție de scenariul analizat

Analizele specifice de evaluare a veniturilor și costurilor de generare asociate Etapei 2030 au condus la obținerea rezultatelor de baza necesare evaluării viabilității economice a scenariilor analizate – Tabelul 9.9.

TABELUL 9.9. COSTURI ȘI VENITURI ESTIMATE PE SCENARIIL

Scenariu		SCR	SA1	SA2	SA3
Cost aferent fiecărei tehnologii [Euro]	Gaz - Existent	943.152.492	1.090.735.335	1.146.330.942	1.194.586.495
	Gaz - Nou	276.926.892	663.736.349	683.125.641	320.162.339
	Solar - Existent	129.298.000	129.298.000	129.298.000	129.298.000
	Solar - Nou	283.485.018	283.485.018	588.307.619	76.205.650
	Eolian - Existent	140.320.000	140.320.000	140.320.000	140.320.000
	Eolian - Nou	517.627.188	517.627.188	517.627.188	0
	BESS - Nou	0	25.863.716	112.355.872	0
Venit aferent fiecărei tehnologii [Euro]	Gaz - Existent	471.172.559	339.129.713	411.891.139	1.220.643.616
	Gaz - Nou	102.463.086	149.574.935	181.666.743	265.446.086
	Solar - Existent	135.782.289	105.144.782	127.931.496	235.270.390
	Solar - Nou	35.549.676	27.528.354	69.509.532	16.558.342
	Eolian - Existent	452.131.174	297.310.509	345.251.819	599.260.120
	Eolian - Nou	309.325.775	203.405.137	236.204.209	0
	BESS - Nou	0	6.377.535	28.532.540	0
Marja netă aferentă fiecărei tehnologii [Euro]	Gaz - Existent	-471.979.933	-751.605.622	-734.439.803	26.057.120
	Gaz - Nou	-174.463.806	-514.161.414	-501.458.899	-54.716.253
	Solar - Existent	6.484.289	-24.153.218	-1.366.504	105.972.390
	Solar - Nou	-247.935.342	-255.956.664	-518.798.087	-59.647.308
	Eolian - Existent	311.811.174	156.990.509	204.931.819	458.940.120
	Eolian - Nou	-208.301.413	-314.222.051	-281.422.979	0
	BESS - Nou	0	-19.486.181	-83.823.332	0

9.3.4. Rezultate EVA

Pe baza comparării veniturilor estimate cu costurile totale anuale, a fost determinată viabilitatea economică a fiecărei tehnologii în scenariile analizate. Rezultatele sintetice ale evaluării EVA sunt prezentate în tabelul următor, evidențiind capacitățile viabile și cele pentru care apare fenomenul de „missing money”.

TABELUL 9.10. REZULTATELE EVALUĂRII VIABILITĂȚII ECONOMICE (EVA)

Scenariu		SCR	SA1	SA2	SA3
Rezultatul evaluării EVA	Gaz - Existent	Not applicable	Not applicable	Not applicable	Not applicable
	Gaz - Nou	Missing Money	Missing Money	Missing Money	Missing Money
	Solar - Existent	Viable	Missing Money	Missing Money	Viable
	Solar - Nou	Missing Money	Missing Money	Missing Money	Missing Money
	Eolian - Existent	Viable	Viable	Viable	Viable
	Eolian - Nou	Missing Money	Missing Money	Missing Money	Not applicable
	BESS - Nou	Not applicable	Missing Money	Missing Money	Not applicable

Rezultatele analizei evidențiază, și pentru orizontul 2030, apariția fenomenului de missing money pentru o parte dintre tehnologiile analizate, respectiv situațiile în care

veniturile estimate în condițiile unei piețe de tip energy-only nu sunt suficiente pentru recuperarea costurilor totale și asigurarea viabilității investițiilor. Acest fenomen este determinat în principal de nivelul și volatilitatea prețurilor energiei electrice, de diferențele dintre prețul mediu al pieței și veniturile realizate la nivelul fiecărei tehnologii, precum și de creșterea ponderii surselor regenerabile în mixul de generare.

9.3.5. Scenariu țintă

Pe baza rezultatelor obținute, scenariul considerat țintă pentru orizontul 2030, atât din perspectiva adecvanței sistemului, cât și a viabilității economice agregate, este scenariul **SA3**. În cadrul acestuia, mixul de capacități analizat permite menținerea unui nivel adecvat de siguranță în alimentare, iar majoritatea tehnologiilor analizate își mențin viabilitatea economică.

Se remarcă însă apariția fenomenului de missing money pentru noile capacități fotovoltaice. Similar abordării utilizate pentru orizontul 2027, a fost analizată integrarea unor sisteme suplimentare de stocare a energiei electrice dimensionate pentru valorificarea parțială a energiei regenerabile neutilizate (spilled energy), astfel încât ansamblul agregat **solar + stocare** să devină viabil economic.

Spre deosebire de analiza aferentă orizontului 2027, pentru anul 2030 nu se urmărește valorificarea integrală a energiei regenerabile neutilizate, ci doar a unei părți din aceasta, astfel încât nivelul energiei nevalorificate să se mențină la aproximativ **12%**. Dimensionarea realizată indică faptul că, pentru atingerea nivelului de adecvanță analizat, este necesară o capacitate totală de stocare de aproximativ 3.300 MW la nivelul sistemului în perspectiva anului 2030.

În ceea ce privește noile capacități pe gaz, analiza EVA indică persistența unui deficit de venit necesar pentru atingerea pragului de viabilitate economică în anumite scenarii. În acest context, a fost analizată necesitatea implementării unui mecanism de remunerare a capacității pentru aceste unități, astfel încât acestea să devină viabile și să poată contribui la menținerea adecvanței sistemului. Estimarea costurilor asociate unui astfel de mecanism și dimensionarea necesarului de sprijin vor fi prezentate în capitolul următor.

În ansamblu, scenariul **SA3** este considerat **scenariul țintă** pentru perspectiva **2030**, întrucât asigură un echilibru între cerințele de adecvanță ale sistemului și viabilitatea economică a investițiilor, cu recomandarea atingerii unui volum total de capacitate de **stocare** de aproximativ **3.300 MW/12.400 MWh** și implementarea unor mecanisme de remunerare a capacității pentru tehnologiile care prezintă deficit de venit.

9.4. EVA Etapa 2035

9.4.1. Scenarii analizate

Scenariile analizate pentru orizontul 2035 au fost definite în continuitate cu scenariul țintă identificat pentru anul 2030, având ca obiectiv evaluarea sustenabilității pe termen lung a mixului de capacități, atât din perspectiva adecvanței, cât și a viabilității economice într-un cadru de piață de tip energy-only.

Scenariul central de referință (SCR) reflectă o evoluție prudentă a capacităților de producere, flexibilitate și consum nou, incluzând întârzieri în dezvoltarea unor proiecte majore și o dinamică moderată a stocării și a prosumatorilor. Acest scenariu constituie punctul de plecare pentru evaluarea atât a adecvanței, cât și a viabilității economice a investițiilor necesare în sistem.

Pornind de la acest scenariu, au fost definite mai multe scenarii alternative care explorează opțiuni diferite de evoluție a capacităților convenționale și a celor flexibile:

- SA1 – scenariu alternativ în care se analizează creșterea flexibilității sistemului prin dezvoltarea suplimentară a capacităților de stocare (BESS) și prin punerea în funcțiune a unor capacități nucleare suplimentare, menținând în același timp o evoluție mai moderată a electrificării consumului.
- SA2 – scenariu alternativ în care se analizează o dezvoltare mai ambițioasă a flexibilității sistemului electroenergetic, prin creșterea semnificativă a capacităților de stocare (BESS și CHEAP) și extinderea producției distribuite prin prosumatori, concomitent cu o accelerare a electrificării consumului.

În completarea acestora, au fost analizate două scenarii suplimentare, respectiv:

- SA3 – scenariu care explorează comparativ față de SCR ipoteza reducerii semnificative a noilor capacități pe gaz, evaluând impactul unei flexibilități insuficiente asupra pieței și a veniturilor (fără CCGT Craiova, Isalnita, Turceni).
- SA4 – scenariu alternativ în care se analizează comparativ față de SCR o configurație alternativă a mixului de producere, caracterizată prin dezvoltarea extinsă a capacităților nucleare, concomitent cu realizarea parțială a noilor capacități pe gaz (CCGT Turceni 460 MW).

Evaluarea de viabilitate economică (EVA) a fost aplicată tuturor acestor configurații pentru a determina măsura în care mixul de capacități rezultat poate fi susținut economic și pentru a identifica eventualele situații de missing money. Această analiză permite atât verificarea robusteții scenariului de dezvoltare considerat optim, cât și fundamentarea direcției strategice a sistemului în perspectiva anului 2035.

9.4.2. Rezultatele simulărilor aferente scenariilor suplimentare SA3 și SA4

Rezultate SA3

În Tabelul 7.8 este prezentată energia totală generată, respectiv energie totală consumată la nivelul etapei 2035 asociat **scenariului alternativ 3 (SA3)**, rezultate în urma simulărilor, considerând ipotezele menționate anterior.

TABELUL 9.11. REZULTATE SCENARIU ALTERNATIV 3 – 2035

REZULTATE		MWh	TWh
GENERARE	POTENȚIAL	79.136.230	79,1
	NEVALORIFICAT	10.722.216	10,7
CONSUM	ALIMENTAT	77.433.266	77,4
	NEALIMENTAT	185	0
BILANȚ RO		-9.019.068	-9
FLUX IMPORT RO		-14.300.646	-14,3
FLUX EXPORT RO		5.281.578	5,3

În urma analizei tabelului prezentat mai sus, rezultă un consum total de energie de aproximativ 77,4 TWh și un potențial total de producție de aproximativ 79,1 TWh. Din acesta, circa 10,7 TWh rămân nevalorificați, conducând la o producție efectivă de energie de aproximativ 68,4 TWh.

În vederea asigurării consumului total de energie la nivelul anului 2035, este necesară o energie totală importată de aproximativ 14 TWh (18 % din consumul total de energie). Consumurile menționate în tabelul de mai sus includ și energiile consumate în procesul de reglaj oferit de sursele de stocare.

În Figura 9.3 și Figura 7.13 este prezentată structura generării surselor de producție a energiei electrice împărțită pe categorii de centrale.

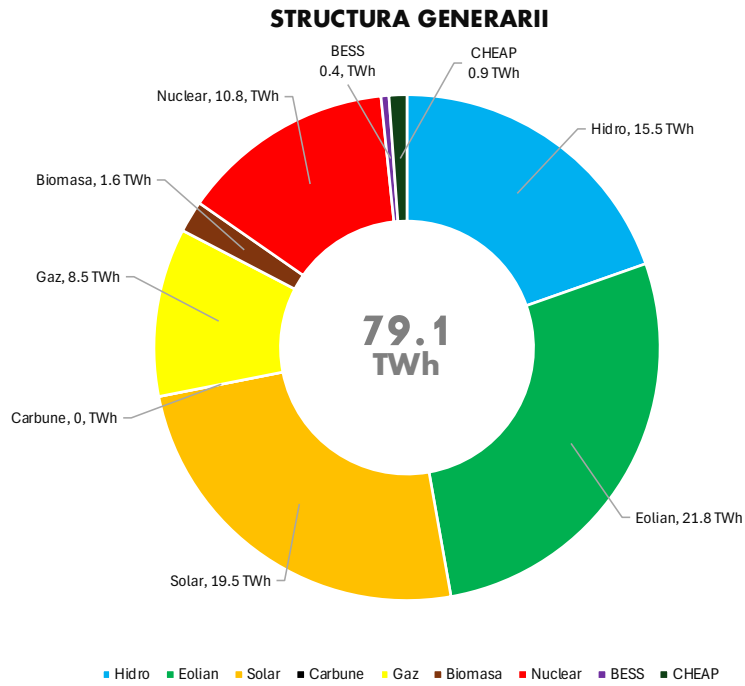


Figura 9.3 Structura generare etapa 2035 – Scenariul alternativ 3 (SA3) [TWh]

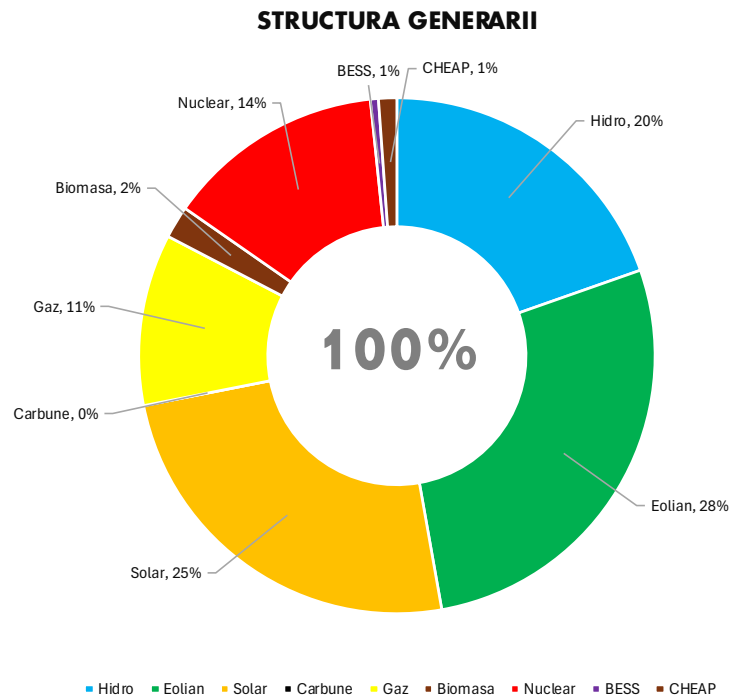


Figura 9.4 Structura generare etapa 2035 – Scenariul alternativ 3 (SA3) [%]

În urma analizării diagramei prezentate mai sus, au fost obținute următoarele rezultate:

- Surse regenerabile: o contribuție semnificativă în acoperirea curbei de sarcină o au surse regenerabile (Eolian + Fotovoltaic), acestea înregistrând valoarea de aproximativ 41,3 TWh (52% din totalul de energie produsă). Cea mai mare producție de energie la nivelul anului 2035 este înregistrată de centralele eoliene, având valoarea de aproximativ 21,8 TWh (28% din totalul de energie produsă).
- Centrale hidroelectrice: Producție de energie asociată centralelor hidroelectrice este de 15,5 TWh (20% din totalul de energie produsă).
- Centrale nucleare: Producția de energie din surse nucleare la nivelul anului 2030 este de aproximativ 10,8 TWh (14% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe gaze: producția de energie la nivelul anului 2035 este de aproximativ 8,5 TWh (11% din totalul de energie produsă).
- Instalații de stocare: producția de energie asociată instalațiilor de stocare (aflate la dispoziția dispecerului) este de aproximativ 0,4 TWh (1% din totalul de energie produsă).

Rezultate SA4

În Tabelul 9.12 este prezentată energia totală generată, respectiv energie totală consumată la nivelul etapei 2035 asociat **scenariului alternativ 4 (SA4)**, rezultate în urma simulărilor, considerând ipotezele menționate anterior.

TABELUL 9.12. REZULTATE SCENARIU ALTERNATIV 4 – 2035

REZULTATE		MWh	TWh
GENERARE	POTENȚIAL	92.460.049	92,5
	NEVALORIFICAT	16.219.392	16,2
CONSUM	ALIMENTAT	77.275.281	77,3
	NEALIMENTAT	202	0
BILANȚ RO		-1.034.423	-1
FLUX IMPORT RO		-10.087.907	-10,1
FLUX EXPORT RO		9.053.484	9,1

În urma analizei tabelului prezentat mai sus, rezultă un consum total de energie de aproximativ 77,3 TWh și un potențial total de producție de aproximativ 92,5 TWh. Din acesta, circa 16,2 TWh rămân nevalorificați, conducând la o producție efectivă de energie de aproximativ 76,2 TWh.

În vederea asigurării consumului total de energie la nivelul anului 2035, este necesară o energie totală importată de aproximativ 10 TWh (13 % din consumul total de energie). Consumurile menționate în tabelul de mai sus includ și energiile consumate în procesul de reglaj oferit de sursele de stocare.

În Figura 9.5 și Figura 9.6 este prezentată structura generării surselor de producție a energiei electrice împărțită pe categorii de centrale.

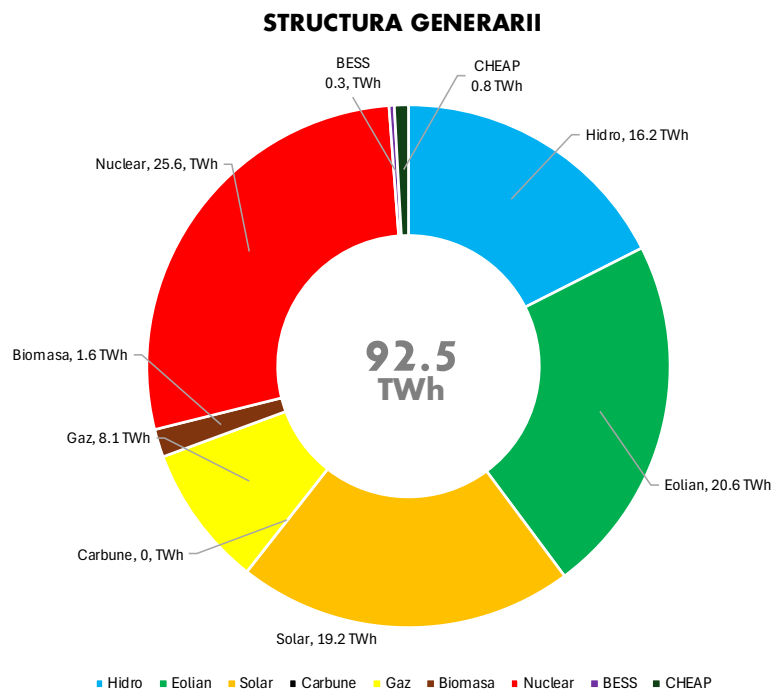


Figura 9.5 Structura generare etapa 2035 – Scenariul alternativ 3 (SA4) [TWh]

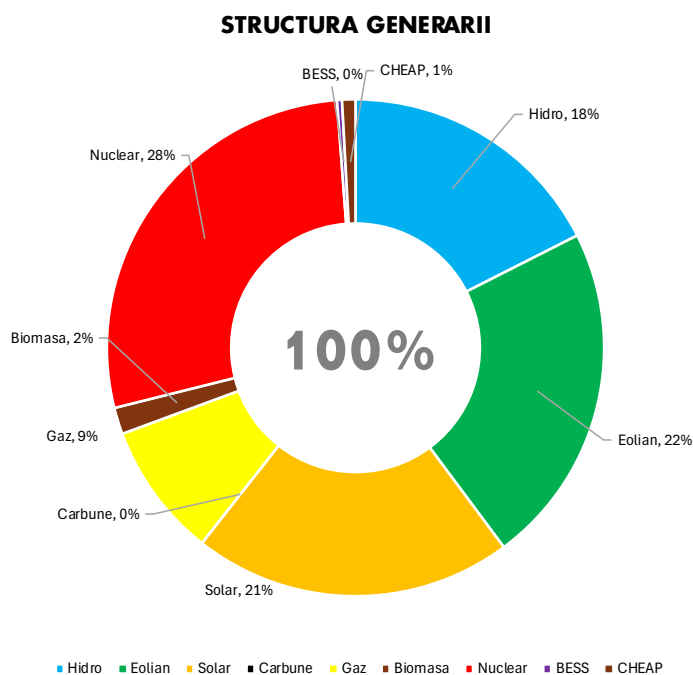


Figura 9.6 Structura generare etapa 2030 – Scenariul alternativ 3 (SA3) [%]

În urma analizării diagramei prezentate mai sus, au fost obținute următoarele rezultate:

- Cea mai mare producție de energie la nivelul anului 2035 este înregistrată de centralele nucleare, având valoarea de aproximativ 25,6 TWh (28% din totalul de energie produsă).
- Surse regenerabile: o contribuție semnificativă în acoperirea curbei de sarcină o au sursele regenerabile (Eolian + Fotovoltaic), acestea înregistrând valoarea de aproximativ 39,8 TWh (43% din totalul de energie produsă).

- Centrale hidroelectrice: Producție de energie asociată centralelor hidroelectrice este de 16,2 TWh (18% din totalul de energie produsă).
- Centrale pe gaze: producția de energie la nivelul anului 2035 este de aproximativ 8,1 TWh (9% din totalul de energie produsă).
- Instalații de stocare: producția de energie asociată instalațiilor de stocare (aflate la dispoziția dispecerului) este de aproximativ 0,3 TWh (0,3% din totalul de energie produsă).

9.4.3. Ipoteze specifice tehnico-economice

Asociat Etapei 2035 au fost avute în vedere ipotezele specifice tehnico-economice detaliate în cele ce urmează.

TABELUL 9.13. COSTURI MARGINALE ALE TEHNOLOGIILOR DE GENERARE – 2035

Sursa	Cost marginal [Euro/MWh]
Gaz – Existent	145,34
Gaz – Nou	132,56
Solar	0
Eolian	0
Stocare	Variabil ¹⁵

În Tabelul 9.14 sunt prezentați indicatori economici relevanți asociați Etapei 2030.

TABELUL 9.14. REZULTATE DE SIMULARE DE PIAȚĂ – SCENARII REPREZENTATIVE 2035

Scenariu	SCR	SA1	SA2	SA3	SA4	
ENS [MWh]	180	2	2.700	153	183	
LOLE [h]	6,69	0,28	50,14	5,8	6,57	
RM mediu [%]	54%	85%	68%	57%	64%	
RM ≤ 0	0,0%	0%	0%	1%	0%	
0 < RM ≤ 5%	0,3%	0%	0%	1%	0%	
5% < RM ≤ 10%	0,8%	0%	0%	2%	0%	
10 < RM ≤ 15%	1,9%	0%	0%	3%	0%	
15% < RM	97,0%	100%	100%	94%	99%	
Prețul mediu anual al energiei [Euro/MWh]	40,37	15,37	29,19	45,40	47,43	
Prețul mediu ponderat cu consumul [Euro/MWh]	43,57	16,73	32,04	50,30	52,77	
Capture price mediu la nivel de sistem [Euro/MWh]	39,49	14,93	29,14	44,76	47,21	
Capture price pe tehnologie [Euro/MWh]	Gaz	64,12	25,92	47,98	84,19	82,79
	Solar	15,35	6,09	14,46	17,80	19,30
	Eolian	46,02	17,18	32,06	49,23	54,52
	BEES	71,59	34,02	48,84	94,00	98,63
Capture factor pe tehnologie [Euro/MWh]	Gaz	1,47	1,55	1,50	1,67	1,57
	Solar	0,35	0,36	0,45	0,35	0,37
	Eolian	1,06	1,03	1,00	0,98	1,03
	BEES	1,64	2,03	1,52	1,87	1,87

Analizele specifice de evaluare a veniturilor și costurilor de generare asociate Etapei 2030 au condus la obținerea rezultatelor de baza necesare evaluării viabilității economice a scenariilor analizate – Tabelul 9.15.

¹⁵ Diferă în funcție de scenariul analizat

TABELUL 9.15. COSTURI ȘI VENITURI ESTIMATE PE SCENARII

Scenariu	SCR	SA1	SA2	SA3	SA4	
Cost aferent fiecărei tehnologii [Euro]	Gaz - Existent	1.334.672.430	1.505.873.842	1.806.327.977	1.301.929.555	1.128.592.772
	Gaz - Nou	874.302.171	0	0	105.150.160	305.237.497
	Solar - Existent	138.398.000	192.400.000	192.400.000	138.398.000	138.398.000
	Solar - Nou	452.226.101	0	163.297.822	452.226.101	452.226.101
	Eolian - Existent	140.320.000	291.200.000	291.200.000	140.320.000	140.320.000
	Eolian - Nou	813.537.397	0	0	813.537.397	813.537.397
	BESS - Nou	0	24.420.824	115.230.048	0	20.488.000
Venit aferent fiecărei tehnologii [Euro]	Gaz - Existent	529.451.015	233.158.287	530.731.537	676.162.553	566.204.484
	Gaz - Nou	251.121.861	0	0	39.205.908	104.403.190
	Solar - Existent	139.769.081	86.145.626	192.695.870	163.432.846	193.130.450
	Solar - Nou	54.536.987	0	19.529.987	63.770.434	75.358.246
	Eolian - Existent	337.657.194	257.439.336	478.313.790	378.288.597	402.854.002
	Eolian - Nou	363.068.112	0	0	406.757.294	433.171.407
	BESS - Nou	0	4.159.475	32.665.591	0	28.523.611
Marja netă aferentă fiecărei tehnologii [Euro]	Gaz - Existent	-805.221.415	-1.272.715.555	-1.275.596.440	-625.767.001	-562.388.287
	Gaz - Nou	-623.180.310	0	0	-65.944.253	-200.834.307
	Solar - Existent	1.371.081	-106.254.374	295.870	25.034.846	54.732.450
	Solar - Nou	-397.689.114	0	-143.767.835	-388.455.667	-376.867.855
	Eolian - Existent	197.337.194	-33.760.664	187.113.790	237.968.597	262.534.002
	Eolian - Nou	-450.469.285	0	0	-406.780.103	-380.365.989
	BESS - Nou	0	-20.261.349	-82.564.457	0	8.035.612

9.4.4. Rezultatele EVA

Pe baza comparării veniturilor estimate cu costurile totale anuale, a fost determinată viabilitatea economică a fiecărei tehnologii în scenariile analizate. Rezultatele sintetice ale evaluării EVA sunt prezentate în tabelul următor, evidențiind capacitățile viabile și cele pentru care apare fenomenul de „missing money”.

TABELUL 9.16. REZULTATELE EVALUĂRII VIABILITĂȚII ECONOMICE (EVA)

Scenariu	SCR	SA1	SA2	SA3	SA4	
Rezultatul evaluării EVA	Gaz - Existent	<i>Not applicable</i>	<i>Not applicable</i>	<i>Not applicable</i>	<i>Not applicable</i>	<i>Not applicable</i>
	Gaz - Nou	Missing Money	<i>Not applicable</i>	<i>Not applicable</i>	Missing Money	Missing Money
	Solar - Existent	Viable	Missing Money	Viable	Viable	Viable
	Solar - Nou	Missing Money	<i>Not applicable</i>	Not viable	Missing Money	Missing Money
	Eolian - Existent	Viable	Missing Money	Viable	Viable	Viable
	Eolian - Nou	Missing Money	<i>Not applicable</i>	<i>Not applicable</i>	Missing Money	Missing Money
	BESS - Nou	<i>Not applicable</i>	Missing Money	Not viable	<i>Not applicable</i>	Viable

Rezultatele analizei evidențiază persistența fenomenului de missing money pentru anumite tehnologii necesare funcționării sistemului, respectiv situațiile în care veniturile estimate în condițiile unei piețe de tip energy-only nu sunt suficiente pentru recuperarea costurilor totale și asigurarea viabilității investițiilor. Acest fenomen este determinat în principal de nivelul și volatilitatea prețurilor energiei electrice, de diferențele dintre prețul

mediu al pieței și veniturile realizate la nivelul fiecărei tehnologii, precum și de creșterea ponderii surselor regenerabile în mixul de generare.

În cadrul analizei EVA pentru orizontul 2035, contribuția resurselor de tip Demand Side Response (DSR) nu a fost modelată explicit. În mod similar abordării utilizate în alte studii europene de adecvanță, aceste resurse sunt considerate oportunități determinate de mecanismele pieței și viabile din punct de vedere economic, fără a necesita demonstrarea viabilității în cadrul unei analize de tip EVA. În consecință, DSR este tratat ca o resursă determinată de piață, iar includerea sa explicită în modelul EVA nu este necesară pentru evaluarea viabilității economice a noilor capacități de producere.

9.4.5. Scenariu țintă

Pe baza rezultatelor obținute, scenariul considerat țintă pentru orizontul 2035, atât din perspectiva adecvanței sistemului, cât și a viabilității economice agregate, este scenariul **SA4**, care include dezvoltarea completă a capacităților nucleare planificate (unitățile 3 și 4 CNE Cernavodă și reactoarele modulare mici – SMR). Integrarea acestor capacități contribuie la stabilitatea producției de bază și la menținerea unui nivel adecvat de siguranță în alimentare.

Creșterea semnificativă a capacităților regenerabile conduce însă la extinderea fenomenului de missing money, acesta manifestându-se nu doar la nivelul noilor capacități fotovoltaice și pe gaz, ci și la nivelul noilor capacități eoliene. Creșterea ponderii producției din surse regenerabile determină scăderea prețurilor în perioadele cu producție ridicată și comprimarea veniturilor, afectând viabilitatea economică a investițiilor.

Pentru limitarea acestui efect, a fost analizată utilizarea unor sisteme suplimentare de stocare a energiei electrice pentru valorificarea energiei regenerabile neutilizate. Analiza a vizat atât producția fotovoltaică, cât și producția eoliană, fiind considerată o valorificare parțială a energiei excedentare astfel încât nivelul energiei nevalorificate (spilled energy) să fie menținut în jurul valorii de aproximativ 12%. Rezultatele indică necesitatea instalării unui volum suplimentar de capacități de stocare care conduce la un necesar total de aproximativ **4.800 MW/18.400 MWh**, cu circa 1.500 MW/6.000 MWh peste necesarul estimat pentru orizontul 2030.

În ceea ce privește capacitățile pe gaz, analiza evidențiază menținerea unui deficit de venit necesar atingerii pragului de viabilitate economică. În acest context, a fost analizată necesitatea implementării unui mecanism de remunerare a capacității pentru aceste unități, astfel încât acestea să poată contribui la menținerea adecvanței sistemului. Estimarea costurilor asociate unui astfel de mecanism și dimensionarea necesarului de sprijin pentru capacitățile pe gaz a fi avute în vedere la etapa 2035 vor fi prezentate în capitolul următor.

În ansamblu, scenariul **SA4** este considerat **scenariul țintă** pentru perspectiva **2035**, întrucât asigură un echilibru între adecvanța sistemului și viabilitatea economică agregată a mixului de capacități, în condițiile unei creșteri accelerate a ponderii surselor regenerabile și ale necesității dezvoltării capacităților de stocare și a mecanismelor de sprijin pentru investițiile esențiale.

10. ANALIZĂ NECESITATE MECANISM DE CAPACITATE – **CONFIDENȚIAL**

Confidențial

11. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

În cadrul studiului sunt evidențiate rezultatele de calcul al indicatorilor de adecvanță ai SEN în perspectiva următorilor 10 ani considerând ca și etape specifice de analiză Etapa 2027, Etapa 2030 și Etapa 2035. Analizele tehnice au fost dezvoltate astfel încât rezultatele de calcul să evidențieze situațiile de stres operațional necesar a fi adresate la nivel național pentru asigurarea continuității în alimentare cu energie electrică la nivel național pentru orizontul de timp analizat.

SCR avute în vedere în mod distinct pentru fiecare dintre cele 3 etape de analiză sunt caracterizate de următoarele aspecte:

SCR 2027

- retragerea din exploatare a centralelor pe lignit conform Țintei 119 din PNRR (rămân în exploatare un grup la Craiova și un grup la Govora);
- întârzierea punerii în funcțiune a grupurilor noi pe gaze de la centrala Mintia;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o putere instalată în electrolizoare de 0 MW;
- se consideră o evoluție realistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

SCR 2030

- întârzierea punerii în funcțiune a grupurilor noi pe gaze în centralele Turceni, Ișalnița, Craiova, Grozăvești, Progresu;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată în electrolizoare de 0 MW;
- se consideră o evoluție realistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

SCR 2035

- întârzierea punerii în funcțiune a grupurilor noi în centralele nucleare (grupurile 3 și 4 la CNE Cernavodă și centrala cu reactoare modulare mici);
- o evoluție pesimistă a puterii instalate în baterii electrice;
- o evoluție pesimistă a puterii instalate la prosumatori;
- o putere instalată în electrolizoare de 336 MW;
- se consideră o evoluție realistă a consumului de energie pentru consumatorii noi (vehicule electrice și plug in hibrid, pompe de căldură și centre de date).

La nivelul fiecărei etape de timp analizate, în cadrul studiului au fost întreprinse simulări tehnico-economice detaliate de manieră iterativă asociat unor scenarii alternative de funcționare a SEN care să permită identificarea scenariului recomandat a fi avut în vedere pentru îndeplinirea criteriilor de adecvanță atât din punct de vedere tehnic și economic, după cum urmează

Pentru etapa 2027 au fost evaluate 3 scenarii alternative:

- Scenariul alternativ 1 (SA1);
- Scenariul alternativ 2 (SA2);
- Scenariu alternativ 3 (SA3).

Pentru etapa 2030 au fost evaluate 3 scenarii alternative:

- Scenariul alternativ 1 (SA1);
- Scenariul alternativ 2 (SA2);
- Scenariu alternativ 3 (SA3).

Pentru etapa 2035 au fost evaluate 4 scenarii alternative:

- Scenariul alternativ 1 (SA1);
- Scenariul alternativ 2 (SA2);
- Scenariu alternativ 3 (SA3);
- Scenariu alternativ 4 (SA4).

Evaluarea scenariilor aferente etapelor 2027, 2030 și 2035 a fost realizată utilizând un model extins al Sistemului Electroenergetic Național, care permite o reprezentare detaliată a structurii de generare, a constrângerilor operaționale și a interacțiunilor dintre componentele sistemului, asigurând o analiză aprofundată a balanței producție–consum la nivel național.

Scenariile de analiză au fost definite printr-o abordare integrată, care asigură corelarea coerentă între evoluția cererii de energie electrică și structura capacităților de generare, în concordanță cu obiectivele naționale și europene privind tranziția energetică. Metodologia aplicată se bazează pe scenariile și datele de intrare furnizate de Beneficiar, completate cu informații suplimentare provenite de la alți stakeholderi relevanți și cu expertiza Prestatorului în construirea scenariilor energetice.

Din perspectiva consumului, au fost considerate atât proiecțiile de bază, cât și impactul noilor categorii de consumatori generate de electrificarea transportului, a clădirilor și de dezvoltarea centrelor de date, modelate prin traiectorii alternative de evoluție și profile orare, pentru surprinderea condițiilor de sarcină ridicată. Din perspectiva generării, scenariile reflectă evoluția anticipată a mixului de producție, incluzând dezvoltarea surselor regenerabile, extinderea capacităților de flexibilitate și retragerile planificate din exploatare, în corelare cu infrastructura de transport și schimburile transfrontaliere.

Abordarea adoptată asigură consistența ipotezelor de consum și de generare și oferă o bază solidă pentru evaluarea adecvanței, flexibilității și robusteții Sistemului Electroenergetic Național pentru orizonturile de timp analizate.

Datele de intrare și extinderile de modelare sunt prezentate sintetic în figura de mai jos.

	2027				2030				2035				
	SCR	SA1	SA2	SA3	SCR	SA1	SA2	SA3	SCR	SA1	SA2	SA3	SA4
GENERARE CONVENȚIONALĂ	2.198 MW	2.198 MW	3.198 MW		3.639 MW	5.244 MW	3.639 MW		5.365 MW	5.365 MW	3.850 MW	3.850 MW	4.310 MW
Gaz	650 MW	650 MW	650 MW		1.300 MW	1.300 MW	1.300 MW		1.300 MW	3.087 MW	1.300 MW	1.300 MW	3.087 MW
Cărbune – Huilă	70 MW	70 MW	70 MW		70 MW	70 MW	70 MW		0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Cărbune – Lignit	155 MW	1.009 MW	155 MW	1.009 MW	0 MW	0 MW	0 MW		0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Biomasă	135 MW	135 MW	135 MW		150 MW	150 MW	150 MW		200 MW	200 MW	200 MW	200 MW	200 MW
Hidro – lac acumulare	293 MW	293 MW	293 MW		332 MW	332 MW	332 MW		332 MW	332 MW	332 MW	332 MW	332 MW
Hidro – Lac acumulare	1.873 MW	1.873 MW	1.873 MW		1.965 MW	1.965 MW	1.965 MW		2.291 MW	2.291 MW	2.291 MW	2.291 MW	2.291 MW
Hidro – Firul apei	2.895 MW	2.895 MW	2.895 MW		2.938 MW	2.938 MW	2.938 MW		2.922 MW	2.922 MW	2.922 MW	2.922 MW	2.922 MW
REGENERABILE	6.646 MW	6.646 MW	6.646 MW		8.550 MW	8.550 MW	6.646 MW		8.800 MW	8.800 MW	8.800 MW	8.800 MW	8.800 MW
Centrale solare	3.300 MW	3.300 MW	3.300 MW		4.000 MW	4.000 MW	6.800 MW	4.000 MW	6.000 MW	6.000 MW	7.500 MW	6.000 MW	6.000 MW
Prosumatori	4.385 MW	4.385 MW	4.385 MW		7.385 MW	7.385 MW	4.385 MW		7.600 MW	7.600 MW	7.600 MW	7.600 MW	7.600 MW
Eolian onshore	0 MW	0 MW	0 MW		0 MW	0 MW	0 MW		1.500 MW	1.500 MW	1.500 MW	1.500 MW	1.500 MW
Eolian offshore	0 MW	0 MW	0 MW		0 MW	0 MW	0 MW		0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
STOCARE	500 MW	500 MW	1.546 MW		1.200 MW	2.000 MW	4.600 MW	1.200 MW	1.200 MW	2.000 MW	4.600 MW	1.200 MW	1.200 MW
BESS	0 MW	0 MW	0 MW		0 MW	0 MW	0 MW		800 MW	800 MW	1.100 MW	800 MW	800 MW
CHEAP	0 MW	0 MW	0 MW		0 MW	0 MW	0 MW		0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
CONSUM	55,3 TWh	55,3 TWh	55,3 TWh		58,5 TWh	58,5 TWh	58,5 TWh		62,10 TWh	62,10 TWh	62,10 TWh	62,10 TWh	62,10 TWh
Consum de bază	0,62 TWh	0,62 TWh	0,56 TWh		1,18 TWh	0,94 TWh	1,3 TWh	1,18 TWh	3,46 TWh	2,77 TWh	3,81 TWh	3,46 TWh	3,46 TWh
Vehicule electrice	1,33 TWh	1,33 TWh	0,77 TWh		2,06 TWh	1,15 TWh	2,96 TWh	2,06 TWh	3,14 TWh	1,72 TWh	4,56 TWh	3,14 TWh	3,14 TWh
Pompe de căldură	1,31 TWh	1,31 TWh	0,44 TWh		3,24 TWh	0,96 TWh	5,43 TWh	3,24 TWh	5,96 TWh	2,37 TWh	9,46 TWh	5,96 TWh	5,96 TWh
Centre de date	58,56 TWh	58,56 TWh	57,07 TWh		64,98 TWh	61,55 TWh	65,19 TWh	64,98 TWh	74,66 TWh	68,96 TWh	79,93 TWh	74,66 TWh	74,66 TWh
TOTAL CONSUM	58,56 TWh	58,56 TWh	57,07 TWh		64,98 TWh	61,55 TWh	65,19 TWh	64,98 TWh	74,66 TWh	68,96 TWh	79,93 TWh	74,66 TWh	74,66 TWh

Figura 11.1 Scenarii de calcul analizate – Etapa 2027, 2030, 2035

Rezultatele de calcul obținute în urma evaluării scenariilor reprezentative pentru etapa 2027, etapa 2030, respectiv etapa 2035 sunt prezentate sintetic în Tabelul 11.1, precum și în Figura 11.2.

TABELUL 11.1. SINTEZA REZULTATELOR DE CALCUL PENTRU ETAPELE ANALIZATE

ETAPA	SCENARIU ANALIZAT	ENS	LOLE	ENERGIE NEVALORIFICATĂ
		MWh	h	%
2027	SCR	36.070	143,55	14%
	SA1	3.456	11,34	16%
	SA2	290	2,18	14%
	SA3	128	1,56	14%
2030	SCR	14	0,69	18%
	SA1	5	0,2	20%
	SA2	4	0,17	18%
	SA3	47	1,58	13%
2035	SCR	180*	6,69	18%
	SA1	2	0,28	24%
	SA2	2700	50,14	18%
	SA3	153**	5,8	16%
	SA4	183***	6,57	22%

* 50% din cazuri sunt asociate unor necesități de dezvoltare punctuală a rețelei electrice interne pentru deservirea nivelului de consum și nu insuficienței de putere generată în sistem;

** 60% din cazuri sunt asociate unor necesități de dezvoltare punctuală a rețelei electrice interne pentru deservirea nivelului de consum și nu insuficienței de putere generată în sistem;

*** 90% din cazuri sunt asociate unor necesități de dezvoltare punctuală a rețelei electrice interne pentru deservirea nivelului de consum și nu insuficienței de putere generată în sistem.



Figura 11.2 Indicatori de adecvanță SEN – Etapa 2027, 2030, 2035

Analiza tehnică a scenariilor evaluate pentru etapele 2027, 2030 și 2035 a permis evidențierea distribuției temporale a situațiilor de stres operațional și a orelor cu energie nelivrată în cadrul sistemului electroenergetic. Rezultatele indică faptul că aceste situații sunt concentrate în principal în perioadele caracterizate prin niveluri ridicate ale cererii de energie electrică, în special în sezonul rece și în intervalele orare asociate vârfurilor de consum.

Distribuția lunară arată că majoritatea situațiilor de stres operațional apar în lunile de iarnă, în special în lunile ianuarie, februarie și decembrie, când cererea de energie electrică este ridicată. Orelor cu energie nelivrată apar punctual în aceleași perioade, reflectând condiții de încărcare ridicată a sistemului.

Comparativ cu scenariul de referință, scenariile alternative analizate conduc în general la reducerea frecvenței situațiilor cu energie nelivrată și la îmbunătățirea comportamentului sistemului în condiții de stres operațional. În același timp, distribuția temporală a acestor situații rămâne determinată în principal de sezonalitatea cererii și de evoluția mixului de producere.

În urma analizelor tehnico-economice efectuate în cadrul studiului au fost remarcate următoarele aspecte specifice:

- Analiza indicatorilor specifici de adecvanță ai SEN în Scenariile Centrale de Referință (**SCR**) a evidențiat:
 - **Etapa 2027** - Imposibilitatea respectării nivelului limită de adecvanță impus (depășire de peste 10 ori a valorii de referință pentru LOLE, risc global energie nealimentată de aprox. 36 000 MWh anual – echivalentul a peste 10.200 de locuințe la nivel național). Nevoie de analiză viabilitate economică din perspectiva suplimentării surselor de generare la nivel național în vederea încadrării în limitele impuse de adecvanță;
 - **Etapa 2030** – Posibilitatea respectării nivelului limită de adecvanță impus (LOLE mai mic decât valoarea de referință impusă, risc global energie nealimentată nesemnificativ). Nevoie de analiză viabilitate economică din perspectiva reducerii surselor de generare la nivel național însă cu încadrarea în limitele impuse de adecvanță;
 - **Etapa 2035** – Risc marginal privind imposibilitatea respectării nivelului limită de adecvanță impus (LOLE mai mare decât valoarea de referință impusă, risc global energie nealimentată marginal - posibil a fi evitat din dezvoltări punctuale ale rețelei electrice interne corelate cu dezvoltarea nivelului de consum). Nevoie de analiză viabilitate economică din perspectiva optimizării mixului de surse generatoare la nivel național cu încadrarea în limitele impuse de adecvanță.
- Scenariile recomandate a fi avute în vedere pentru respectarea criteriilor de adecvanță la nivel național sunt selectate pe baza capacității acestora de a asigura adecvanța sistemului, fiind prioritizate acele opțiuni care asigură respectarea indicatorilor de adecvanță în mod independent, luând în considerare și un mix de surse generatoare viabil din punct de vedere economic:
 - **Etapa 2027** - scenariul a fi avut în vedere este scenariul alternativ 1 (SA1), care presupune menținerea în exploatare a unor capacități existente pe bază de cărbune. Acest scenariu permite încadrarea indicatorilor în limitele impuse de adecvanță și asigură un nivel adecvat de securitate a alimentării.
În acest caz, indicatorii de adecvanță sunt respectați, însă la limita valorilor de referință cu un preț mediu al energiei electrice per ansamblu sistem mai mare decât în cazul SA2.
Scenariul alternativ 2 (SA2), care include punerea în funcțiune a Centralei Mintia și dezvoltarea unor capacități suplimentare de stocare (aprox. 2.500 MW), conduce la rezultate superioare din punct de vedere al adecvanței și al performanței economice a sistemului. Cu toate acestea, SA2 este considerat un scenariu condiționat, aplicabil doar în cazul respectării calendarului de implementare a noilor capacități.

Din perspectivă financiară, prețul mediu al energiei electrice estimate a fi atins per ansamblu sistem asociat scenariului recomandat a fi avut în vedere pentru etapa 2027 este 327 Euro/MWh (reducere de aproximativ 45% față de valoarea asociată scenariului SCR).

Din perspectiva dependenței SEN de importurile prin intermediul interconexiunilor disponibile la nivel național la Etapa 2027 se remarcă că și în scenariul SA1 “calitatea” de importator net a SEN este menținută la valoarea de aprox. 11 TWh anual (redușă la aprox. 78% față de SCR).

- **Etapa 2030** – scenariul a fi avut în vedere este scenariul alternativ 3 (**SA3**), cu recomandarea atingerii unui volum total de capacitate de **stocare** de aproximativ **3.300 MW/12.400 MWh** și implementarea unor mecanisme de remunerare a capacității pentru tehnologiile care prezintă risc de deficit de venit.

În lipsa introducerii unei capacități suplimentare de aproximativ 650 MW în centrale pe gaze naturale față de ipotezele aferente anului 2027, se recomandă păstrarea unei capacități echivalente în surse de generare pe cărbune asociat rezervei strategice a fi avută în vedere pentru etapa 2030.

Din perspectivă financiară, prețul mediu al energiei electrice estimate a fi atins per ansamblu sistem asociat scenariului recomandat a fi avut în vedere pentru etapa 2030 este de aprox. 82 Euro/MWh (reducere de aproximativ 75% față de valoarea asociată scenariului țintă recomandat pentru Etapa 2027).

Din perspectiva dependenței SEN de importurile prin intermediul interconexiunilor disponibile la nivel național la Etapa 2030 se va putea limita “calitatea” de importator net a SEN la cel mult 3,2 TWh anual.

Valoarea preconizată a importului SEN de 3,2 TWh rezultă prin considerarea la valoarea netă a importului din scenariul SA3 a impactului generat de integrarea capacităților suplimentare de stocare identificare ca necesare în cadrul analizei EVA asociat acestui scenariu.

- **Etapa 2035** – scenariul a fi avut în vedere este scenariul alternativ 4 (**SA4**), corelat cu strategia de dezvoltare a surselor de generare la nivel național, cu recomandarea atingerii unui volum total de capacitate de **stocare** de aproximativ **4.800 MW/18.400 MWh** în baterii electrice (aproximativ 1.500 MW/6.000 MWh peste necesarul estimat ca necesar pentru orizontul 2030) respectiv de minim **800 MW** în CHEAP.

Din perspectivă financiară, prețul mediu al energiei electrice estimate a fi atins per ansamblu sistem asociat scenariului recomandat a fi avut în vedere pentru etapa 2035 este de aprox. 53 Euro/MWh (reducere de aproximativ 35% față de valoarea asociată scenariului țintă recomandat la Etapa 2030).

Din perspectiva dependenței SEN de importurile prin intermediul interconexiunilor disponibile la nivel național la Etapa 2035 se va putea îndeplini calitatea de exportator net a SEN asociat unei valori de aprox. 3,2 TWh anual.

Valoarea preconizată a exportului SEN de 3,2 TWh rezultă prin considerarea la valoarea netă a importului din scenariul SA4 a impactului generat de integrarea capacităților suplimentare de stocare identificare ca necesare în cadrul analizei EVA asociat acestui scenariu.

- Pentru oricare dintre cele trei etape de timp analizele tehnico-economice au confirmat ca inoportună închiderea unor capacități de generare existente înainte de punerea în funcțiune a capacităților noi prognozate.
- Fundamentarea implementării unui mecanism de capacitate la nivel național:
 - **Etapa 2027** – nu este cazul
 - **Etapa 2030** – Rezultatele analizelor întreprinse au confirmat necesitatea implementării unui **mechanism de rezervă strategică** pentru o cantitate de **650 MW** în centrale pe gaze naturale, asociat Scenariului Central de Referință.
 - **Etapa 3035** – Rezultatele analizelor întreprinse au confirmat necesitatea implementării unui **mechanism de rezervă strategică** pentru o cantitate de **460 MW** în centrale pe gaze naturale, suplimentar capacității identificate cu același rol la nivelul etapei 2030.
 - Având în vedere pe de o parte costurile ridicate pentru implementarea unui mecanism de capacitate la orizontul 2030 sau 2035, iar pe de altă parte posibilitatea îndeplinirii criteriilor tehnice generale de adecvanță fără considerarea surselor de putere suplimentare analizate (650 MW la etapa 2030, respectiv 460 MW la etapa 2035), în baza analizelor întreprinse în prezentul studiu nu se recomandă ca oportună implementarea unui mecanism de capacitate la nivel național.
 - Se recomandă asociat perspectivei pe termen lung (Etapa 2035) reluarea analizelor detaliate pentru fundamentarea necesității menținerii unor unități generatoare ca rezervă strategică sau a necesității de implementare a unui mecanism de capacitate, având în vedere incertitudinile legate de evoluția condițiilor economice la nivel național și de evoluția SEN în ansamblu.
- Evaluarea rezilienței SEN din perspectiva comparativă cu celelalte state din Europa centrală și de sud-est a evidențiat condiții de similaritate asociat tuturor indicatorilor specifici de evaluare a adecvanței avuți în vedere: VoLL, CONE, LOLE_{referință} (RS).
- Evaluarea impactului implementării în cadrul SEN a cerinței impuse la nivel european de asigurare în piața intra-day a unei rezerve de minim 70% dedicată tranzitelor interzonale de putere prin intermediul liniilor de interconexiune a confirmat pentru rețeaua electrică internă de transport a SEN un nivel de încărcare în limitele admisibile chiar și asociat situațiilor în care tranzitele interzonale sunt maximizate pentru etapele 2027 și 2030. Pentru etapa 2035 se remarcă tendința de congestionare a zonei de vest a RET în contextul creșterii valorii NTC pe granița cu Ungaria, creștere impusă de realizarea LEA 400kV Oradea-Jozsa și de necesitatea îndeplinirii criteriului 70%. Pentru a crește valoarea NTC pe granița cu Ungaria după realizarea LEA 400kV Oradea – Jozsa, vor fi necesare dezvoltări ale rețelei interne. Se recomandă determinarea acestora în cadrul studiilor specifice realizate la nivelul OTS privind planificarea dezvoltării RET.
- Evaluarea capacității de apărare și de restaurare în eventualitatea unui colaps total sau parțial al SEN, la nivelul etapelor 2027, 2030, 2035 a confirmat posibilitatea menținerii unui nivel ridicat de apărare și de restaurare a SEN chiar și în condițiile în care mixul de generare atinge valori maxime ale SRE, asociat scenariului recomandat a fi avut în vedere, după cum urmează:

- Etapa 2027
 - $P_{ICEF + CEE} = 14.331 \text{ MW}$
 - $P_{iBESS} = 3.000 \text{ MW}$

- Etapa 2030
 - $P_{ICEF + CEE} = 15.031 \text{ MW}$
 - $P_{iBESS} = 3.300 \text{ MW}$

- Etapa 2035
 - $P_{ICFE + CEE} = 23.900 \text{ MW}$
 - $P_{iBESS} = 4.800 \text{ MW}$

