Solar și stocare în România: ultimele douăsprezece luni.

Prețuri, prețul capturat de solar, veniturile stocării și accesul la rețea, din octombrie 2025 până în septembrie 2026, cu studiul de caz al unui proiect hibrid și ce înseamnă toate acestea pentru investitori și pentru furnizorii de echipamente.

Piața pentru ziua următoare

Solar

Stocare în baterii

Accesul la rețea

Studiu de caz

Concluzii principale

Prețurile au fost mari, seara energia a costat de peste două ori cât la prânz, iar rețeaua nu are capacitate liberă până în 2037.

Douăsprezece luni de date de piață, de la 1 octombrie 2025 la 30 septembrie 2026.

EUR/MWh, seara față de prânz

182 / 75

Prima de seară

Prețul mediu pe PZU între 18:00 și 22:00, față de intervalul 10:00-16:00. Solarul coboară prețul la prânz, iar vârful de seară rămâne sus.

EUR/MWh

124,5

Prețul mediu pe PZU

Cu 15% peste anul calendaristic 2025 (108,2). Depășit doar de Ungaria, dintre opt zone europene comparate.

din prețul mediu de bază

60%

Cât captează solarul

Centrală cu structuri fixe în Dobrogea; 40% în aprilie. 12% din producția ei a căzut la prețuri zero sau negative.

EUR/MWh pe zi

152

Diferența zilnică pe 4 ore

Diferența medie dintre cele mai scumpe și cele mai ieftine 16 sferturi de oră din fiecare zi; 175 pentru 2 ore.

MW, toate zonele, 2028-2037

0

Capacitate liberă în rețea

Capacitatea disponibilă în rețeaua de transport fără lucrări suplimentare de dezvoltare, publicată de Transelectrica în iunie 2026. Dreptul de racordare aprobat e resursa rară.

EUR pe kWh și an

33

Valoarea orelor 3 și 4

Venitul suplimentar din extinderea unei baterii de 350 MW de la 2 la 4 ore, după o ajustare prudențială de 15% pentru prognoza imperfectă. Estimarea noastră pentru stocare la cheie de 4 ore: 120-140 EUR/kWh.

Rezumat

La prânz energia a fost ieftină, iar seara scumpă, așa că stocarea a adus cea mai mare parte din valoare.

Ce arată ultimele douăsprezece luni.

Prețurile sunt mari și volatile. Prețul mediu pe piața pentru ziua următoare din România a fost de 124,5 EUR/MWh între octombrie 2025 și septembrie 2026, cu 15% peste anul calendaristic 2025. Dintre cele opt zone de ofertare comparate, doar Ungaria a fost mai sus (127,1). Germania a avut o medie de 104,0, iar Spania de 73,3. Prețurile au crescut brusc din august 2026: media din septembrie a fost de 176,2 EUR/MWh, iar cea din prima jumătate a lui octombrie, de 206. Nu folosim aceste luni ca scenariu de bază.

Solarul ține prețurile jos la prânz. Producția solară măsurată a atins un vârf de 3.395 MW și a acoperit 38% din producția de energie electrică între 11:00 și 14:00, din aprilie până în august. Prețul mediu la prânz a fost de 75,5 EUR/MWh, iar între 18:00 și 22:00, de 182,4. O centrală solară cu structuri fixe din Dobrogea a captat 60% din prețul mediu de bază pe tot anul și 40% în aprilie, când 38% din producția ei a căzut în sferturi de oră cu preț zero sau negativ.

Stocarea câștigă din diferență. Diferența zilnică medie dintre cele mai scumpe și cele mai ieftine 16 sferturi de oră a fost de 152 EUR/MWh. Diferența dintre seară și prânz din România (107 EUR/MWh) e printre cele mai mari din regiune. Capacitatea de echilibrare aduce venituri în plus, dar piața e mică: Transelectrica achiziționează circa 125 MW de rezervă pentru stabilizarea frecvenței (RSF, în engleză FCR) și circa 175 MW de rezervă pentru restabilirea frecvenței cu activare automată (RRFa, în engleză aFRR) în fiecare sens. Față de prima jumătate a lui 2025, prețurile capacității RRFa au scăzut cu 44% la creștere și cu 73% la reducere, iar numărul furnizorilor de RSF aproape s-a dublat în 2026.

Rețeaua nu are capacitate liberă. Transelectrica nu arată, în nicio zonă de rețea, capacitate disponibilă fără lucrări suplimentare de dezvoltare a rețelei pentru 2028-2037. Capacitatea nouă se alocă prin licitații anuale. Resursa rară sunt, deci, proiectele care au deja aviz tehnic de racordare sau contract de racordare.

Cazul hibrid. Pentru o centrală solară de 350 MWp cu stocare de 350 MW / 1.400 MWh în Dobrogea, operată pe intervale de 15 minute la prețurile reale, stocarea crește venitul net anual de la 39 mil. EUR (doar solar) la 132 mil. EUR, ca plafon, în ipoteza previziunii perfecte. Cu ipoteze prudente, proiectul are totuși o rată internă de rentabilitate de 11,8% fără îndatorare, după impozitul pe profit, înainte de orice plată pentru drepturile asupra proiectului.

Pentru furnizorii de echipamente, cifrele favorizează modulele cu producție specifică mare și bateriile cu durată de descărcare mai mare. Un modul bifacial TOPCon produce cu 8,6% mai multă energie decât unul mono PERC pe același amplasament, adică circa 9,7 EUR pe kWp pe an la prețurile solare din acest an. Extinderea stocării de la 2 la 4 ore a adus circa 38 EUR pe kWh adăugat pe an (33 după o ajustare prudențială de 15% pentru prognoza imperfectă), față de estimarea noastră de 120-140 EUR/kWh pentru stocare la cheie de 4 ore.

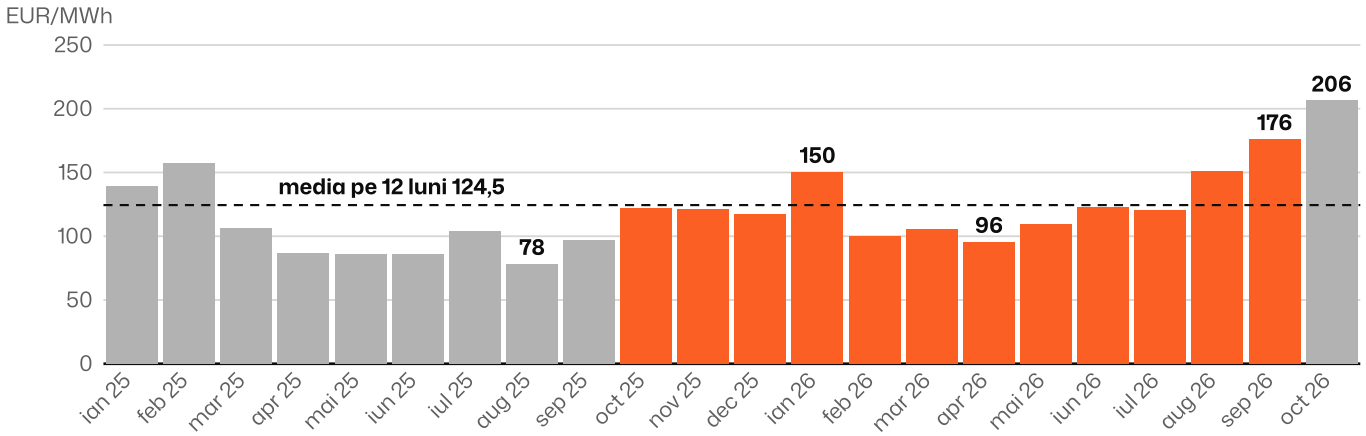
01 · Prețuri

Prețul mediu în România a fost de 124,5 EUR/MWh, depășit doar de Ungaria dintre piețele comparate.

Piața pentru ziua următoare, granularitate de 15 minute.

Piața pentru ziua următoare (PZU, administrată de OPCOM) a trecut la produse de 15 minute la 1 octombrie 2025, așa că cele douăsprezece luni analizate aici sunt primul an complet la această granularitate. Prețul mediu de bază a fost de 124,5 EUR/MWh, cu un minim de -99,8 și un maxim de 1.015,6 EUR/MWh. Mediile lunare au variat între 95,6 în aprilie și 176,2 în septembrie.

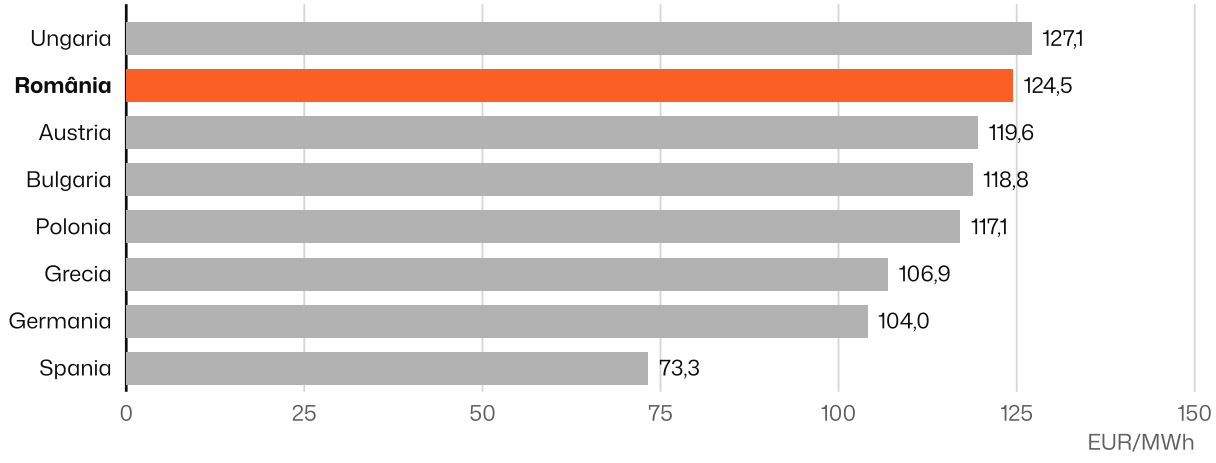
Figura 1. Prețul mediu lunar pe piața pentru ziua următoare, din ianuarie 2025 până în octombrie 2026 (EUR/MWh). Cele douăsprezece luni analizate sunt evidențiate; octombrie 2026 acoperă perioada 1-15 octombrie.



Sursa: rezultatele PZU (OPCOM), prețurile de închidere pe intervale de 15 minute; analiza Quadrart

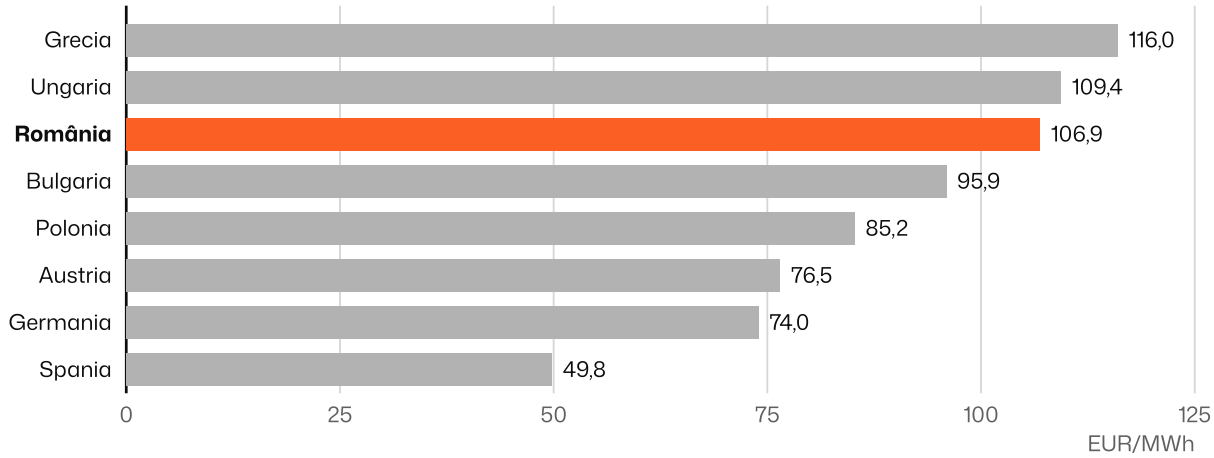
România e cuplată cu Ungaria și Bulgaria, iar prețurile din cele trei piețe se mișcă împreună. Media României a fost de 124,5 EUR/MWh, față de 127,1 în Ungaria, 118,8 în Bulgaria, 119,6 în Austria și 104,0 în Germania. Ce deosebește regiunea e prima de seară: în România, media dintre 18:00 și 22:00 a fost cu 107 EUR/MWh peste cea dintre 10:00 și 16:00, față de 74 în Germania și 50 în Spania.

Figura 2. Prețul mediu pe piața pentru ziua următoare, din octombrie 2025 până în septembrie 2026 (EUR/MWh)



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE), din datele ENTSO-E Transparency; analiza Quadrart

Figura 3. Prețul mediu seara (18:00-22:00) minus prețul mediu la prânz (10:00-16:00), în EUR/MWh



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE), din datele ENTSO-E Transparency; analiza Quadrart

Ce înseamnă pentru investitori

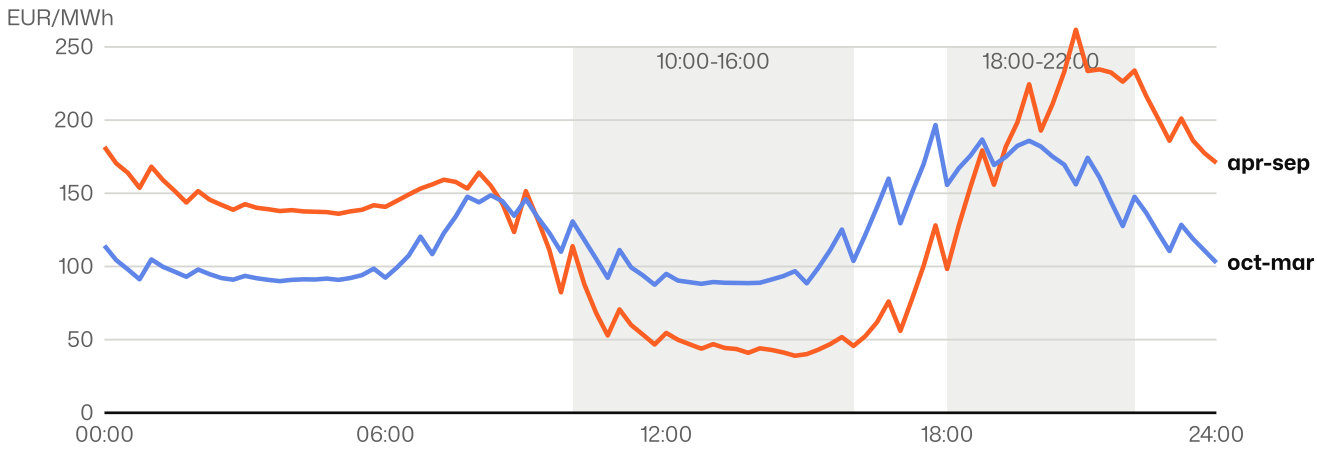
Prețurile din România sunt la nivelul celor din Europa de Vest sau peste ele, cu o diferență mai mare între prânz și seară. Modelele de venit nu ar trebui să extrapoleze vârful din august-octombrie 2026; modelul financiar din capitolul 5 reduce diferențele de preț în timp.

O centrală solară din Dobrogea a obținut 60% din prețul mediu, iar în aprilie 40%.

Rata de captură, orele cu preț zero și producția măsurată.

În cele douăsprezece luni, 3,4% din sferturile de oră s-au închis la zero sau sub zero, iar 2,0% sub zero. Toate au căzut între februarie și septembrie, iar 13% din sferturile de oră din aprilie au fost la zero sau sub zero. Curba zilnică a prețului are acum forma cunoscută din Germania și Spania: o vale adâncă la prânz în jumătatea însorită a anului și o creștere abruptă seara.

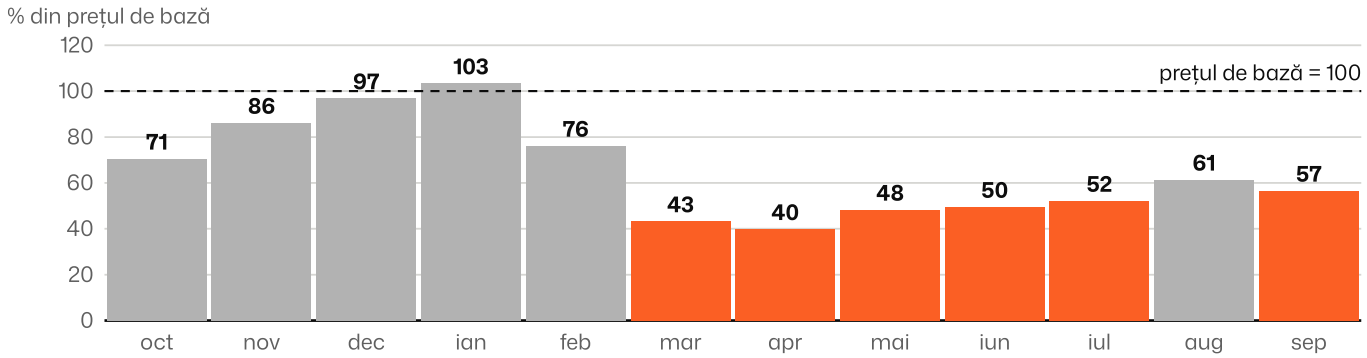
Figura 4. Prețul mediu pe sfert de oră al zilei, aprilie-septembrie și octombrie-martie (EUR/MWh)



Sursa: rezultatele PZU (OPCOM), prețurile de închidere pe intervale de 15 minute; analiza Quadrant

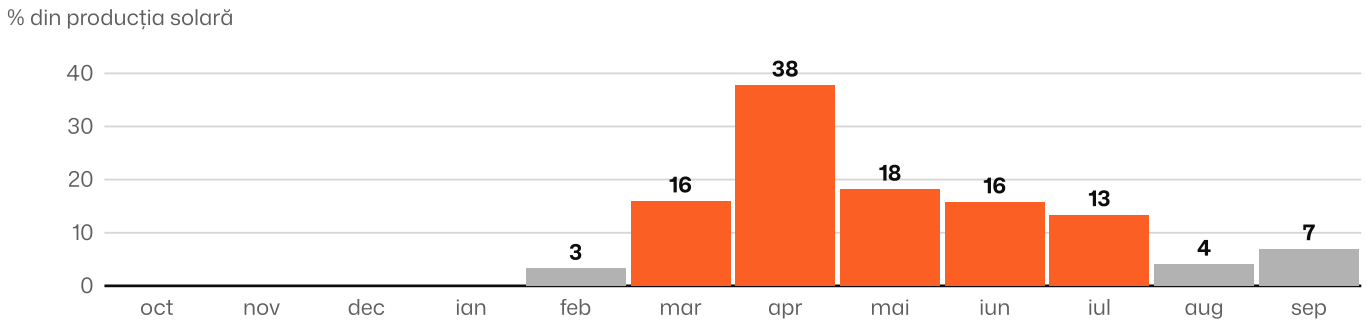
Am măsurat cât câștigă de fapt o centrală solară folosind producția la 15 minute a unei centrale de 350 MWp cu structuri fixe din Dobrogea, modelată pe vremea din aceleași douăsprezece luni. Prețul ei capturat, adică media prețurilor ponderată cu producția, a fost de 74,5 EUR/MWh, 60% din prețul mediu de bază. Din martie până în septembrie, rata de captură a rămas între 40% și 61%. Limitarea producției ori de câte ori prețul e negativ ridică prețul realizat la 81,2 EUR/MWh.

Figura 5. Rata de captură a solarului pe luni (% din prețul mediu de bază)



Sursa: rezultatele PZU (OPCOM), prețurile de închidere pe intervale de 15 minute; analiza Quadrant; producția PV simulată cu PVGIS 5.3 și datele meteo ERA5

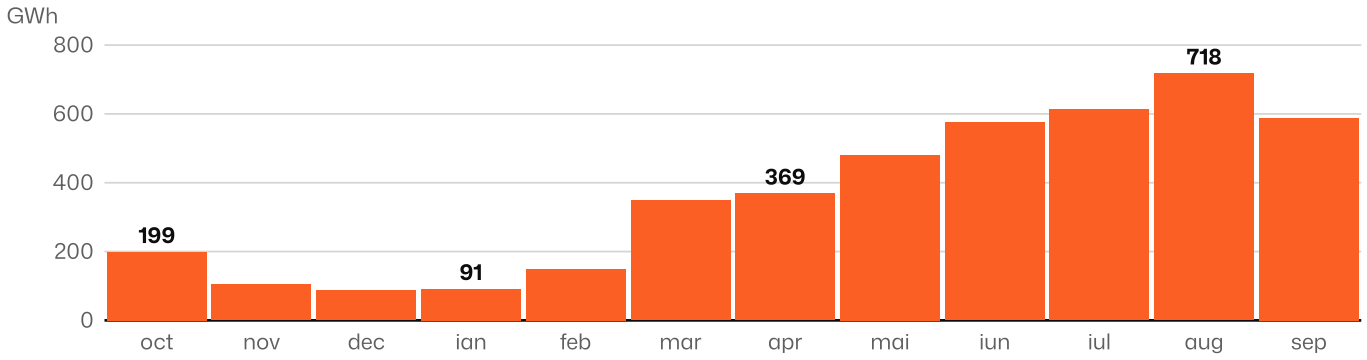
Figura 6. Ponderea producției solare obținute la prețuri zero sau negative (%)



Sursa: rezultatele PZU (OPCOM), prețurile de închidere pe intervale de 15 minute; analiza Quadrant; producția PV simulată

Producția solară măsurată a ajuns la 4,3 TWh în perioada analizată, 9% din producția națională, și a crescut de la 199 GWh în octombrie 2025 la 718 GWh în august 2026. Recordul a fost de 3.395 MW, pe 20 august 2026 la ora 13:00. Cifrele nu includ cea mai mare parte a producției de pe acoperișuri, consumată la locul de producere. Transelectrica a racordat 1.331 MW de capacitate solară nouă între 1 ianuarie și 20 august 2026, iar puterea instalată dispecerizabilă în centralele solare era de circa 3,8 GW la 1 iulie 2026. Puterea instalată a prosumatorilor a ajuns la 4,0 GW la 30 iunie 2026, de la circa 2,9 GW la jumătatea lui 2025 (ANRE).

Figura 7. Producția solară măsurată în România, pe luni (GWh)



Producția măsurată în rețea, raportată la ENTSO-E; cea mai mare parte a producției prosumatorilor se consumă pe loc și nu e inclusă.

Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE), din datele ENTSO-E Transparency; analiza Quadrant

Ce înseamnă pentru investitori

O centrală solară fără stocare, care vinde direct pe piață, câștigă acum mult sub prețul mediu, iar diferența e cea mai mare primăvara. Capacitatea solară nouă are nevoie de stocare, de un contract cu preț fix (un contract de achiziție de energie electrică, PPA, sau un contract pentru diferență, CfD) sau de amândouă.

03 · Stocare

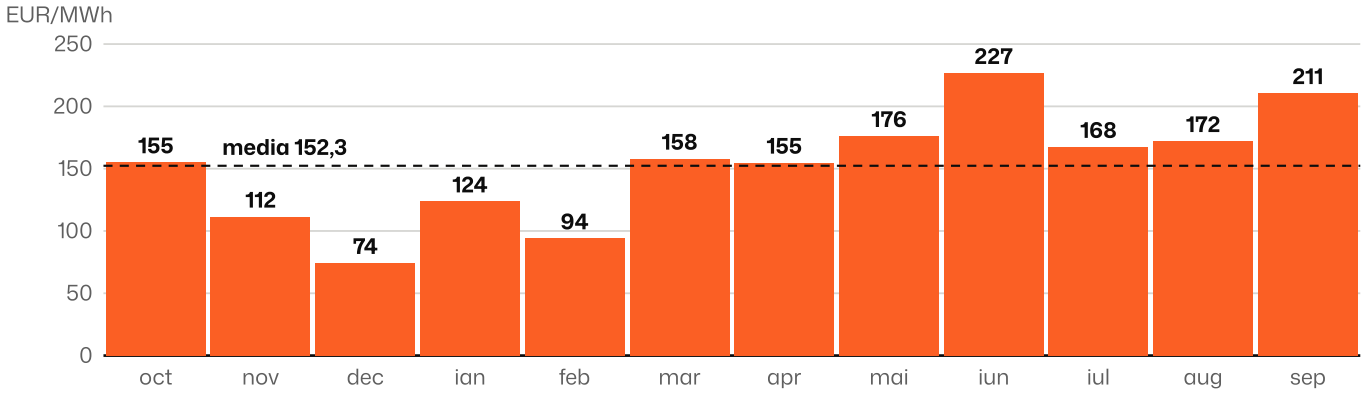
Diferența zilnică a fost în medie de 152 EUR/MWh, iar prețurile capacității de echilibrare au scăzut pe măsură ce au intrat mai multe baterii.

Diferențele zilnice de preț, prețurile capacității de echilibrare și concurența.

O baterie câștigă în trei feluri: cumpără energie când e ieftină și o vinde când e scumpă (arbitraj), e plătită pentru capacitatea pe care o ține la dispoziția Transelectrica (RSF, RRFa și rezerva pentru restabilirea frecvenței cu activare manuală, RRFm, în engleză mFRR) și e plătită pentru energia de echilibrare pe care o livrează când e activată.

Arbitrajul e baza. Diferența zilnică medie dintre cele mai scumpe 16 și cele mai ieftine 16 sferturi de oră, un indicator simplu pentru un ciclu complet al unei baterii de 4 ore, a fost de 152 EUR/MWh; pentru 2 ore a fost de 175. În nouă zile din zece, diferența pe 4 ore a depășit 62 EUR/MWh. A fost cea mai mică iarna (74 în decembrie) și cea mai mare în iunie (227) și în septembrie (211).

Figura 8. Diferența zilnică medie pe 4 ore, pe luni (EUR/MWh)

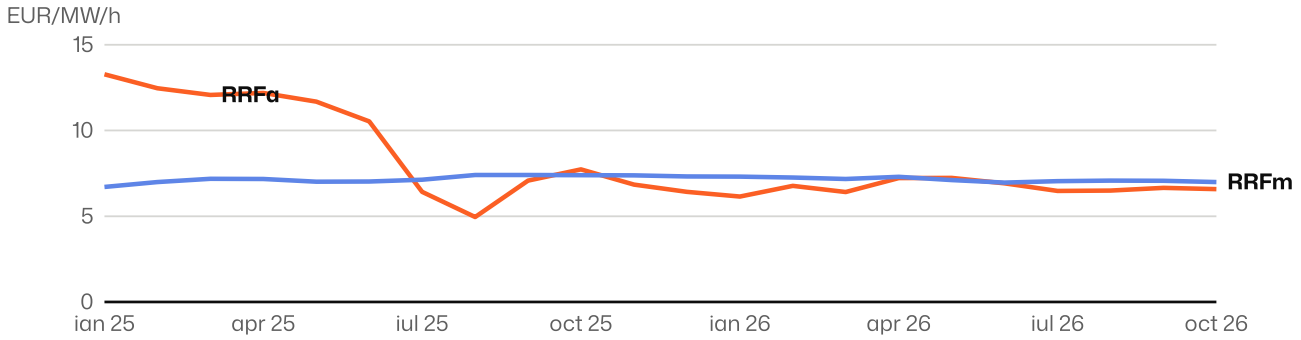


Media celor mai mari 16 prețuri pe sfert de oră din fiecare zi minus media celor mai mici 16. Înainte de pierderile din randament și de tarife.

Sursa: rezultatele PZU (OPCOM), prețurile de închidere pe intervale de 15 minute; analiza Quadrart

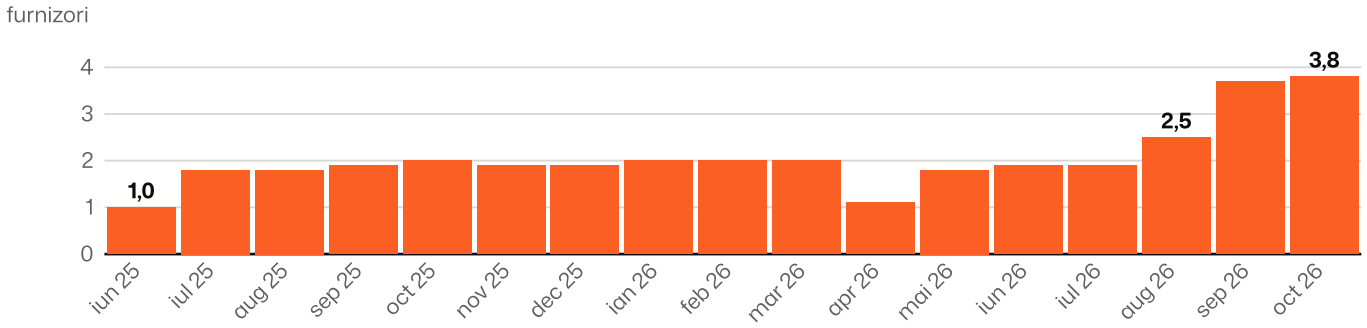
Capacitatea de echilibrare a fost bine plătită, dar piața e mică. În cele douăsprezece luni, Transelectrica a achiziționat în medie 125 MW de RSF la 66,6 EUR/MW/h, 176 MW de RRFa în fiecare sens, la 6,8 (la creștere) și 3,4 EUR/MW/h (la reducere), și 448 MW de RRFm la creștere, la 7,2. O singură baterie de 350 MW ar putea acoperi întregul necesar de RSF. Concurența se vede deja: capacitatea RRFa la creștere a avut o medie de 12,0 EUR/MW/h în prima jumătate a lui 2025 și de 6,8 în perioada analizată, iar numărul furnizorilor de RSF a crescut de la circa 2 la aproape 4 în toamna lui 2026.

Figura 9. Prețul mediu lunar al capacității acceptate, RRFa și RRFm la creștere (EUR/MW/h)



Sursa: licitațiile zilnice ale Transelectrica pentru capacitatea de echilibrare; cursurile BNR; analiza Quadrart

Figura 10. RSF: numărul mediu de furnizori cu capacitate acceptată



Sursa: licitațiile zilnice ale Transelectrica pentru capacitatea de echilibrare; cursurile BNR; analiza Quadrart

Puterea instalată în stocare a crescut de la circa 0,5 GW / 0,9 GWh la începutul lui 2026 (RPIA) la 1,1 GW / 2,3 GWh la 1 septembrie 2026 (Transelectrica), iar ANRE și asociația energiei eoliene RWEA se așteaptă la circa 2 GW la sfârșitul lui 2026 și la cel puțin 4 GW la sfârșitul lui 2027 (RWEA). În perioada analizată, bateriile au livrat deja până la circa 770 MW la creștere într-un singur sfert de oră. Pentru energia extrasă din rețea și reintrodusă ulterior de o instalație de stocare, operatorul instalației e exceptat de la plata tarifului pentru serviciul de transport, componenta de extragere a energiei electrice din rețea, a tarifelor de distribuție și a celui pentru achiziția serviciilor de sistem, precum și a contribuției privind certificatele verzi și a contribuției de cogenerare, până când ANRE stabilește un regim tarifar dedicat stocării (Legea nr. 123/2012, art. 66^3; Ordinul ANRE nr. 56/2025). Piața se va schimba din nou în 2027: calendarul de aderare publicat de ENTSO-E în octombrie 2026 arată că Transelectrica intră în PICASSO, platforma europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din RRFa, în 2027 (cel mai recent notificat pentru aprilie 2027), după care energia RRFa se va prețui pe un volum mult mai mare de oferte.

Ce înseamnă pentru investitori

Scenariile pentru stocare trebuie construite pe arbitraj, iar capacitatea de echilibrare tratată ca un câștig suplimentar în scădere. Cu un vârf de seară de patru ore sau mai mult, orele a treia și a patra de stocare au adus totuși 38-41 EUR pe kWh în anul analizat (capitolul 5).

04 · Accesul la rețea

Transelectrica nu arată capacitate liberă în rețea pentru 2028-2037.

Capacitatea de transport, alocarea ei și costul menținerii drepturilor.

Transelectrica publică, pentru fiecare dintre cele zece zone de rețea și pentru fiecare an din 2028 până în 2037, capacitatea disponibilă pentru noi centrale și instalații de stocare fără lucrări suplimentare de dezvoltare a rețelei. În ediția din 26 iunie 2026, valoarea este **0 MW în toate zonele și în toți anii**. Metodologia ANRE privind alocarea capacității rețelei electrice (Ordinul nr. 53/2024, cu modificările ulterioare) stabilește, pentru fiecare zonă de rețea, capacitatea disponibilă fără lucrări suplimentare de dezvoltare a rețelei. Unde cererile proiectelor de cel puțin 5 MW o depășesc, se organizează o licitație anuală: dacă cererea încape în capacitatea cu lucrări suplimentare de dezvoltare, toate ofertele se acceptă la prețul de pornire; altfel, capacitatea se atribuie până la limita disponibilă, iar fiecare câștigător plătește prețul oferit de el.

Cererea de racordare depășește cu mult ce poate prelua rețeaua. În Dobrogea (zona A, care include stațiile Cernavodă, Medgidia, Rahman și Tulcea), harta informativă a capacității de racordare publicată de Transelectrica arată 3.000 MW de capacitate pentru 2030, față de 12.556 MW în portofoliul de racordare: 1.758 MW cu contracte de racordare, 3.359 MW cu avize tehnice de racordare (ATR), 3.539 MW în studii de soluție și 3.900 MW în cereri de racordare.

Tabelul 1. Portofoliul de racordare și capacitatea în zona A (Dobrogea), 2030, MW

Etapa	MW
Contracte de racordare	1.758
Avize tehnice de racordare (ATR)	3.359
Studii de soluție	3.539
Cereri de racordare	3.900
Total în portofoliu	**12.556**
Capacitatea rețelei, 2030	3.000

Sursa: Transelectrica, harta informativă a capacității de racordare (fișierul de date din 10 septembrie 2026), https://web.transelectrica.ro/harti_crd_tel/; capacitatea disponibilă: https://licitatii.transelectrica.ro/page.php?slug=capacitate-disponibila (26 iunie 2026).

Și menținerea drepturilor a devenit mai pretențioasă. Potrivit ordinelor ANRE nr. 15/2026 și nr. 16/2026, în vigoare din 25 mai 2026, locurile de producere și de stocare de peste 1 MW trebuie să constituie o garanție financiară de 20% din tariful de racordare fără TVA (față de 5%), o garanție de 30 EUR/kW la cererea autorizației de înființare și, la licitația de capacitate din 2026, o garanție de participare de 20.000 EUR/MW. Autorizația de înființare se obține în 12 luni de la încheierea contractului de racordare (cel târziu la 18 luni de la emiterea ATR); altfel ATR își încetează valabilitatea, iar contractul de racordare încetează de drept. Pentru contractele în derulare la 25 mai 2026, termenul de 12 luni curge de la această dată. Un ATR ținut fără trecerea la construcție a devenit mai scump.

Ce înseamnă pentru investitori

Cea mai ieftină cale de intrare pe piață e un proiect care are deja contract de racordare sau un ATR ferm, fără lucrări de întărire a rețelei. Asemenea drepturi costă mai mult pe MW decât proiectele aflate la început, dar evită licitația de capacitate și calendarul ei.

05 · Studiu de caz

O centrală de 350 MWp solar și 1,4 GWh stocare în Dobrogea.

Producția, operarea și randamentele unui proiect hibrid în dezvoltare.

Studiul de caz e un proiect hibrid în dezvoltare în Dobrogea: 350 MWp fotovoltaic pe structuri fixe și 350 MW / 1.400 MWh stocare litiu-ion, racordate printr-un singur punct, la 400 kV, cu o putere aprobată pentru evacuare de circa 340 MW (circa 145 MW într-o primă etapă) și fără lucrări de întărire a rețelei. Am modelat producția și operarea lui pe datele de piață prezentate în acest raport.

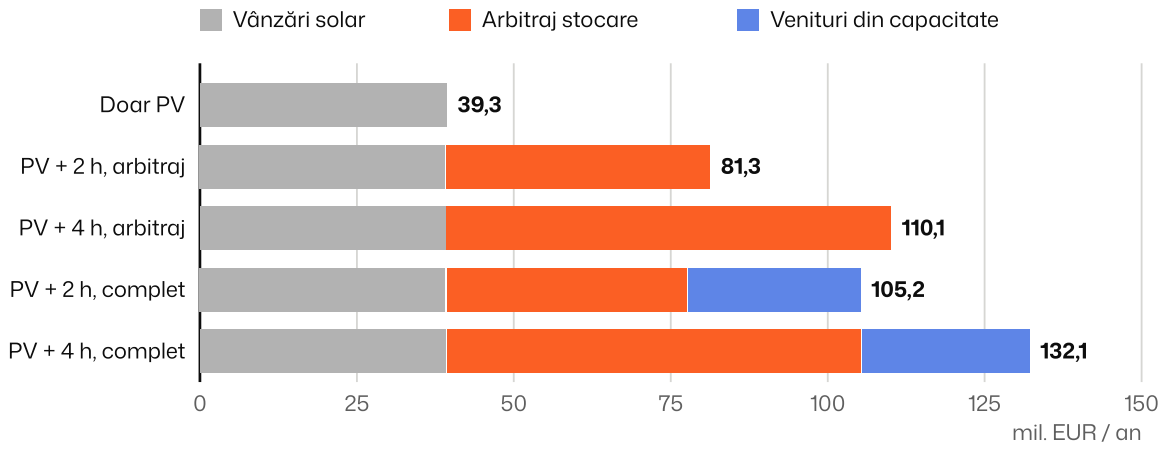
Producția

Simulată oră cu oră pe datele PVGIS (media 2005-2023), centrala produce 528 GWh pe an la P50 cu module bifaciale TOPCon (1.510 kWh/kWp, raport de performanță 90,5%) și 487 GWh cu modulele mono PERC din proiectul inițial (1.390 kWh/kWp). Vremea reală din cele douăsprezece luni analizate a dat 522 GWh, 98,9% din P50.

Operarea

Am optimizat funcționarea centralei pe fiecare interval de 15 minute din cele douăsprezece luni: cât din producția solară merge direct în rețea, cât se stochează, când cumpără bateria din rețea și câtă capacitate oferă Transelectrica. Puterea evacuată nu depășește niciodată puterea aprobată. Modelul include efectul bateriei asupra prețului pe PZU (din curbele agregate de ofertă ale OPCOM), limitează fiecare produs de echilibrare la 25% din necesarul orar al Transelectrica și plafonează funcționarea la 1,5 cicluri complete pe zi.

Figura 11. Venitul net anual pe configurații, din octombrie 2025 până în septembrie 2026 (mil. EUR)



Previziune perfectă: prețurile sunt cunoscute dinainte, deci cifrele sunt un plafon. Modelul financiar presupune că se captează 85% din valoarea arbitrajului.

Sursa: modelul de operare Quadrart, pe datele OPCOM și Transelectrica

Tabelul 2. Operarea centralei din studiul de caz la prețurile reale, din octombrie 2025 până în septembrie 2026 (previziune perfectă)

Configurația	Venit net, mil. EUR/an	din care stocarea	Cicluri de stocare pe an	Preț mediu de vânzare / cumpărare, EUR/MWh
Doar solar (se oprește la prețuri negative)	39,3	-	-	81,2
PV + 350 MW / 700 MWh (2 h), doar arbitraj	81,3	42,2	509	206 / 71
PV + 350 MW / 1.400 MWh (4 h), doar arbitraj	110,1	71,0	460	195 / 70
PV + 2 h, arbitraj și capacitate de echilibrare	105,2	66,2	472	206 / 73
PV + 4 h, arbitraj și capacitate de echilibrare	132,1	93,1	413	198 / 69

Stocarea mai mult decât triplează venitul centralei. Cu 4 ore de stocare și acces la capacitatea de echilibrare, venitul net ajunge la 132 mil. EUR pe an, din care 93 mil. EUR vin de la baterie. Capacitatea de echilibrare aduce 27 mil. EUR, două treimi din RSF, partea cea mai puțin durabilă a veniturilor. Trecerea de la 2 la 4 ore adaugă 26,9 mil. EUR pe an cu capacitatea de echilibrare și 28,8 mil. EUR doar din arbitraj, adică 38-41 EUR pe an pentru fiecare kWh adăugat.

Costuri și randamente

Tabelul 3. Costul de investiție presupus în modelul financiar

Poziția	mil. EUR	Baza de calcul
Fotovoltaic, EPC la cheie	140,0	0,40 EUR/Wp; contracte EPC în România, 2026: 0,39-0,46 EUR/Wp inclusiv stația de înaltă tensiune
Stocarea, la cheie	168,0	120 EUR/kWh; contracte românești de 2 ore, sep. 2026: 151-165 EUR/kWh
Transformatoarele 400/33 kV și rețeaua de 33 kV	18,0	două transformatoare 400/33 kV
Tariful de racordare Transelectrica	8,5	ATR
Costurile beneficiarului și cheltuieli diverse și neprevăzute	10,0	circa 3%
Dobânda din perioada de execuție	6,0	
Total	**350,5**	

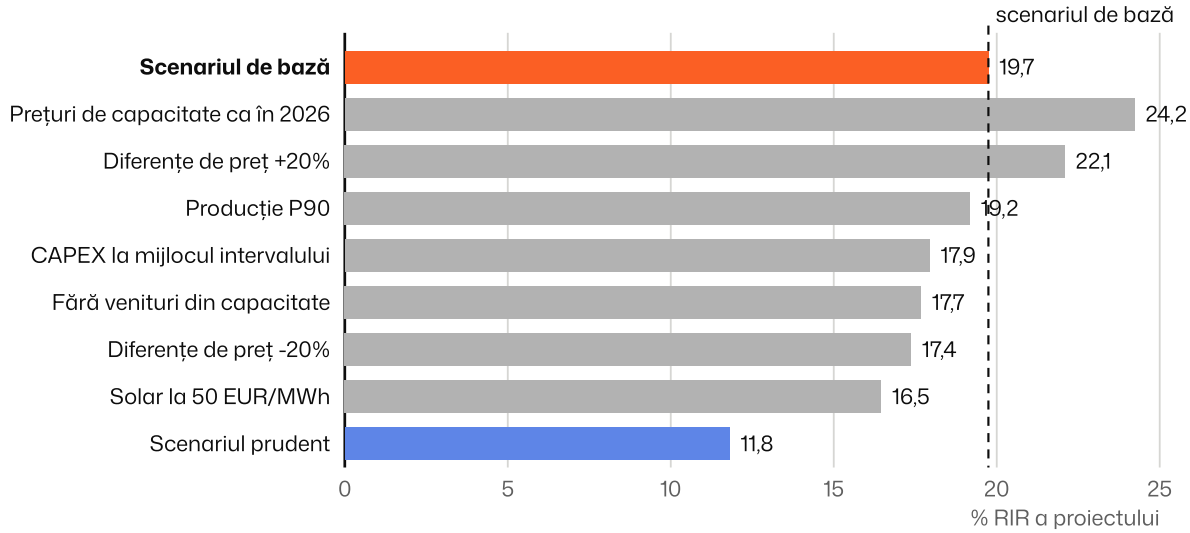
Modelul financiar acoperă 30 de ani, cu o inflație de 2% și un impozit pe profit de 16%, și presupune 70% credit la EURIBOR la 6 luni plus 200 de puncte de bază, pe 17 ani (condițiile creditelor de proiect din România nu sunt publice). Modelul presupune deja o piață mai slabă: bateria captează 85% din valoarea arbitrajului, diferențele de preț scad la 70% din nivelul de azi până în 2034, prețurile capacității de echilibrare scad la 25% până în 2031, iar prețurile solare la 80% până în 2034. Scenariul prudent le cumulează pe toate: prețuri solare cu 25% mai mici, diferențe de preț la 55%, o captare de 80%, prețuri de capacitate încă o dată înjumătățite, o degradare a bateriei de 2% pe an, costul de investiție de la mijlocul intervalului și cheltuieli de operare mai mari pentru stocare.

Tabelul 4. Randamente orientative, 30 de ani, după impozitul pe profit, înainte de orice plată pentru drepturile asupra proiectului

	Scenariul de bază	Scenariul prudent
Rata internă de rentabilitate (RIR) a proiectului, fără îndatorare	19,7%	11,8%
RIR a capitalului propriu (70% credit)	46,2%	22,6%
Gradul minim de acoperire a serviciului datoriei (DSCR)	2,49	1,32

O creștere a dobânzilor cu 1 punct procentual scade RIR a capitalului propriu în scenariul de bază la 45,1% și DSCR minim la 2,33; RIR a proiectului nu depinde de finanțare.

Figura 12. RIR a proiectului în scenariile de senzitivitate (%)



Sursa: modelul financiar Quadrart

Cum se citesc cifrele

Randamentele nu includ prețul de achiziție al drepturilor asupra proiectului, care depinde de tranzacție. Veniturile din operare presupun previziune perfectă și sunt un plafon; modelul financiar aplică ajustările descrise mai sus. Analiza nu constituie consultanță de investiții.

06 · Costuri, finanțare, tranzacții

Modulele costă circa 0,12 EUR/Wp, iar finanțatorii acoperă cam trei sferturi din proiectele mari.

Repere publicate între mai și octombrie 2026.

Prețurile modulelor TOPCon în Europa s-au stabilizat în jur de 0,11-0,12 EUR/Wp. Contractele EPC (proiectare, achiziție de echipamente și execuție, la cheie) pentru centrale solare semnate în România în 2026 au ieșit la 0,39-0,46 EUR/Wp, inclusiv stația de înaltă tensiune. Contractele românești pentru stocare cu durata de 2 ore au ieșit la 151-165 EUR/kWh în septembrie 2026; sistemele de 4 ore costă mai puțin pe kWh, iar prețurile chinezești la export pentru sisteme complete de 4 ore au fost de circa 81 USD/kWh FOB în vară.

Tabelul 5. Repere de cost, 2026

Poziția	Valoarea	Sursa, data
Module TOPCon, spot UE (indicele sun.store)	0,114-0,120 EUR/Wp	PV Tech, 7 oct. 2026
Module de înaltă eficiență, UE (pvXchange)	0,130-0,150 EUR/Wp	Solarserver, oct. 2026
Invertoare string peste 20 kW (indicele sun.store)	0,022 EUR/W	pv Europe, 12 oct. 2026
EPC solar, România, 50,9 MWp, cu stație de 110 kV	0,39 EUR/Wp	Allview Energy, iul. 2026
EPC solar, România, 62,5 MWp, cu stație de 110 kV și 3 ani de O&M	0,45 EUR/Wp	Electrica, iun. 2026
Stocare la cheie, România, 70 MW / 141 MWh	151 EUR/kWh	Econergy, prin ESS News, 10 sep. 2026
Stocare EPC, România, 20 MW / 40 MWh	165 EUR/kWh	OMV Petrom, 11 sep. 2026
Sistem de stocare, export China, 4 h, FOB	81 USD/kWh	InfoLink, aug. 2026
Stocare, cost total, mediana globală, 4 h	201 USD/kWh	Modo Energy, 9 sep. 2026

Finanțatorii internaționali sunt activi. Două finanțări mari din 2026, Părău 2 și Dama, au fost acoperite fiecare în proporție de circa 76-77% din credit, cu BERD, BEI, IFC și bănci comerciale, iar Părău 2 a folosit o garanție InvestEU pentru acoperirea riscului de piață (merchant). EURIBOR la 6 luni era de 2,98% la 26 octombrie 2026.

Tabelul 6. Tranzacții și finanțări selectate, 2026

Cine	Ce	Dimensiune	Data
Econergy (Părău 2)	Finanțare de proiect pentru solar și stocare, BERD, Exim Banca Românească și alții; garanție InvestEU de primă pierdere de până la 115 mil. EUR	342 MWp + 150 MW / 300 MWh; credit de 229 mil. EUR din 300 mil. EUR	aug. 2026
Rezolv (Dama)	Finanțare de proiect de la 14 finanțatori, între care BEI, BERD, IFC și BSTDB; două CfD, plus PPA și vânzare pe piață	1,3 GWp; circa 77% credit	oct. 2026
Phoenix Financial	Participație la capitalul holdingului românesc al Econergy (16 proiecte)	până la 160 mil. EUR	sep. 2026
Alcemi	Pachete majoritare în două proiecte de stocare de 4 ore (Medgidia, județul Constanța; Șura Mare, județul Sibiu)	575 MW / circa 2,3 GWh	aug. 2026
ENNA Solar	Achiziția unui proiect solar cu stocare în Medgidia	166 MWp + 612 MWh	oct. 2026
Nuvve	Achiziția unui proiect de stocare înainte de autorizare	42 MW, circa 40.000 EUR/MW înainte de plata datorată la punerea în funcțiune	iul. 2026

Surse: comunicatele companiilor și presa de specialitate (ESS News, PV Tech, Romania Insider, Renewable Energy Magazine, Proximo, Economedia, informările de proiect ale BERD), mai-octombrie 2026. Valorile pe MW sunt calculate acolo unde sursa dă totaluri.

România aplică un impozit pe profit de 16% și, pentru dividendele distribuite începând cu 1 ianuarie 2026, un impozit pe dividende de 16% (de la 10%, Legea nr. 141/2025), cu scutiri precum regimul aplicabil societăților-mamă și filialelor din UE (deținerea a cel puțin 10% pe o perioadă de cel puțin un an). Impozitul minim pe cifra de afaceri se aplică doar companiilor cu cifra de afaceri de peste 50 mil. EUR, e de 0,5% pentru 2026 și, potrivit legii în vigoare, se aplică doar până la 31 decembrie 2026. Schema românească de contracte bidirecționale pentru diferență pentru eolianul terestru și solar (HG nr. 318/2024, Ordinul ministrului energiei nr. 1120/2024) are OPCOM drept contraparte și plăți pentru diferență pe cel mult 15 ani; în a doua rundă (2025), solarul a fost adjudecat la 35,50-45,20 EUR/MWh, iar a treia rundă, lansată în octombrie 2025, a fost limitată la eolianul terestru.

07 · Furnizori de echipamente

Modulele bifaciale și bateriile de 4 ore au câștigat cel mai mult la prețurile din România.

Ce înseamnă datele pentru producători.

Module. În Dobrogea, un modul bifacial TOPCon produce cu 8,6% mai multă energie decât unul mono PERC cu aceeași suprafață și aceeași putere nominală (1.510 față de 1.390 kWh/kWp). La prețul solar realizat în acest an, de 81,2 EUR/MWh, energia suplimentară valorează circa 9,7 EUR pe kWp pe an, adică circa 97 EUR pe kWp în zece ani, neactualizat: peste 80% din prețul de azi al modulelor, de 114-120 EUR/kWp. Câștigul include deja pierderile termice mai mici ale TOPCon (-0,29%/°C) și un factor de bifacialitate de 80%, care contează în verile fierbinți din Dobrogea.

Durata stocării. Vârful de seară din România durează patru ore sau mai mult, așa că bateriile cu durată de descărcare mai mare au câștigat mai mult. În studiul de caz, cei 700 MWh suplimentari care transformă o baterie de 2 ore într-una de 4 ore au adus 38-41 EUR pe kWh în anul analizat, sau circa 33-35 EUR după o ajustare prudențială de 15% pentru prognoza imperfectă, față de estimarea noastră de 120-140 EUR/kWh pentru sisteme de 4 ore la cheie. Avizele tehnice de racordare limitează puterea (MW), nu energia (MWh), deci orele suplimentare de stocare nu ocupă capacitate în plus în rețea.

Volume. România a adăugat circa 1,3 GW de capacitate solară racordată la rețea în primele opt luni din 2026 și circa 1,1 GW de capacitate a prosumatorilor într-un an, iar parcul de baterii s-a mai mult decât dublat în 2026. Portofoliul din spate e mare: ANRE a numărat 87,2 GW de avize tehnice de racordare valabile la 1 mai 2026, din care 51,0 GW cu contracte de racordare și 10,2 GW cu autorizație de înființare de la ANRE. Apelul din 2026 al Fondului pentru modernizare pentru stocare independentă (ghidul solicitantului aprobat prin Ordinul ministrului energiei nr. 915/2026) a plafonat ajutorul la 69.000 EUR pe MWh instalat și la 15 mil. EUR pe întreprindere și a exclus proiectele care combină producția cu stocarea; potrivit presei, a avut un buget de 150 mil. EUR și s-a închis pe 30 octombrie 2026.

Reguli de aprovizionare. Începând cu 30 decembrie 2025, articolul 26 din Regulamentul (UE) 2024/1735 privind industria „zero net” (NZIA) obligă statele membre să aplice criterii de precalificare sau de atribuire nelegate de preț, inclusiv reziliența, pentru cel puțin 30% din volumul de energie din surse regenerabile licitat în fiecare an (sau pentru cel puțin 6 GW pe an). Criteriul de reziliență vizează tehnologiile „zero net” sau componentele lor principale provenite dintr-o singură țară din afara UE care acoperă peste 50% din cererea UE. Originea modulelor, a invertoarelor și a celulelor devine, deci, un criteriu în viitoarele licitații din România, alături de preț.

Ce înseamnă pentru furnizori

România e o piață de volum pentru stocarea de 4 ore și pentru modulele cu producție specifică mare, cu cumpărători care au nevoie de finanțare și de proiecte racordate la rețea. Cel mai bine plasați sunt furnizorii care pot oferi echipamentele împreună cu finanțare, garanții lungi sau o participație în proiecte cu racordarea asigurată.

08 · Riscuri și perspective

Riscurile principale: prețuri capturate mici la solar, venituri din echilibrare în scădere și schimbarea regulilor.

Ce ar putea schimba cifrele.

Capacitatea solară crește, prețurile de la prânz rămân mult sub cele de seară, iar rețeaua nu mai poate prelua multă capacitate fără investiții. Toate trei favorizează stocarea și proiectele care au deja drepturi de racordare. Tabelul 7 prezintă riscurile principale și felul în care le tratează studiul de caz.

Tabelul 7. Riscurile principale

Riscul	Ce vedem	Cum e tratat
Canibalizarea prețurilor solare	Rata de captură 60% pe an, 40% în aprilie	Stocare, PPA sau CfD; trackere sau orientare est-vest (nemodelate)
Saturarea pieței capacității de echilibrare	Prețurile capacității RRFa mai mici cu 44% (la creștere) și 73% (la reducere) față de prima jumătate a lui 2025; furnizorii de RSF aproape dublați în 2026	Prețurile de capacitate reduse la 25% până în 2031 în scenariul de bază
Arhitectura pieței	Aderarea la PICASSO, așteptată în 2027	Veniturile din energia de echilibrare nu sunt luate în calcul în studiul de caz
Revenirea prețurilor la normal	August-octombrie 2026 mult peste media anuală	Fereastră de douăsprezece luni; diferențe de preț reduse în timp
Rețea și reglementare	Fără capacitate liberă până în 2037; garanții mai mari pentru ATR	Accent pe proiecte cu ATR sau contract de racordare
Degradarea bateriei	410-510 cicluri complete pe an	Plafon de 1,5 cicluri pe zi; degradarea și suplimentarea capacității în model
Dobânzi și curs valutar	EURIBOR în creștere; venituri în EUR, o parte din costuri în lei	Senzitivitate la +1 pp la dobândă

Anexă

Metodă și surse

Cum s-au obținut cifrele.

Perioada. De la 1 octombrie 2025, ora 00:00, la 30 septembrie 2026, ora 24:00, ora României; 35.040 de sferturi de oră. Cursul de schimb: cursul zilnic BNR (media perioadei, 5,1555 lei/EUR).

Prețuri. Prețurile de închidere pe PZU (OPCOM), la 15 minute (prima oră a perioadei, încă orară, e repartizată pe patru sferturi de oră). Mediile sunt aritmetice, pe sferturi de oră. Celelalte zone de ofertare: energy-charts.info (Fraunhofer ISE), din datele ENTSO-E Transparency. Cele două surse coincid exact pentru România.

Capacitatea de echilibrare. Rezultatele licitațiilor zilnice ale Transelectrica (RSF, RRFa, RRFm): prețul mediu acceptat și necesarul orar, convertite în EUR la cursul BNR din ziua respectivă.

Solar. PVGIS 5.3 (Centrul Comun de Cercetare al Comisiei Europene), anul tipic 2005-2023, și datele meteo ERA5 pentru perioadă; 350 MWp, mese fixe la 30°, orientate spre sud, grad de acoperire a terenului 0,40, pierderi totale de circa 8%. Prețul capturat: prețul mediu ponderat cu producția. Producția națională măsurată: energy-charts.info.

Diferențe de preț. Pentru fiecare zi, media celor mai mari 16 (sau 8) prețuri pe sfert de oră minus media celor mai mici 16 (sau 8).

Modelul de operare. Optimizare liniară pentru fiecare zi, cu un orizont de 48 de ore (solverul HiGHS), la pas de 15 minute; randament pe ciclu complet 90,25%; 1,5 cicluri complete pe zi; consumul serviciilor interne 1 MW; puterea evacuată de cel mult circa 340 MW, puterea absorbită de cel mult circa 360 MW; produsele de echilibrare limitate la 25% din necesarul orar; efectul asupra prețului, din curbele agregate de cerere și ofertă ale OPCOM; tariful de transport pentru introducerea energiei în rețele, 3,63 lei/MWh. Previziune perfectă.

Modelul financiar. 30 de ani, inflație 2%, costul de investiție din tabelul 3, O&M solar 7 EUR/kW/an, stocare 20 EUR/kW/an, asigurare 0,3% din cost, suplimentarea capacității bateriei, impozit pe profit 16%; finanțare presupusă: 70% credit pe 17 ani, la EURIBOR la 6 luni plus 200 de puncte de bază. Randamentele nu includ achiziția drepturilor asupra proiectului.

Rețea. Transelectrica, capacitatea disponibilă pe zone (26 iunie 2026) și harta informativă a capacității de racordare (10 septembrie 2026).

Legislație și reglementare. Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, art. 66^{3}; Ordinul ANRE nr. 56/2025; Ordinul ANRE nr. 53/2024, Metodologia privind alocarea capacității rețelei electrice, art. 5, 6 și 16-18; ordinele ANRE nr. 15/2026 și nr. 16/2026 și Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, art. 31 alin. (1), (3) și (3^{1}) și art. 36 alin. (5^{2})-(5^{8}); HG nr. 318/2024 și Ordinul ministrului energiei nr. 1120/2024 (CfD); Regulamentul (UE) 2024/1735, art. 26; Codul fiscal (Legea nr. 227/2015), art. 17, art. 18^{1} alin. (16) și (17), art. 43 alin. (2) și art. 229 alin. (1) lit. c); Ordinul ministrului energiei nr. 915/2026. ENTSO-E, calendarul de aderare la PICASSO (15 octombrie 2026).

Limite. Date istorice pentru un singur an; operare în ipoteza previziunii perfecte; studiul de caz e un singur proiect, iar alte amplasamente vor da alte rezultate.

Quadrart

Proiectare și autorizare pentru energie regenerabilă, stocare, stații și racordări la rețea în România.

Date

OPCOM, Transelectrica, BNR, ENTSO-E prin energy-charts.info, PVGIS, comunicatele companiilor.

Data

Date până la 30 septembrie 2026; prețurile din octombrie 2026, până la 15 octombrie. Publicat în noiembrie 2026.

Material cu caracter informativ. Nu reprezintă o ofertă, o evaluare sau consultanță de investiții.