

Analiza cantitativă a piețelor de energie

Cursul 5: Derivate pe energie și acoperirea riscului de preț

Prof. dr. Daniel Traian PELE

Academia de Studii Economice din București, Departamentul de Statistică și Econometrie
Academia Română, Institutul de Prognoză Economică
IDA Institute Digital Assets ▪ AI4EFin ▪ MSCA Digital Finance

Obiectivele cursului

- **Contractele**
  - Contracte forward și futures pe energie electrică și gaze, cu livrare fizică sau cu decontare financiară; curba prețurilor forward
- **Marjele centralelor**
  - Spark spread și dark spread, inclusiv costul certificatului de emisii (EUA) al Uniunii Europene (UE)
- **Acoperirea riscului**
  - Raportul de acoperire cu variantă minimă și incertitudinea lui; riscul de bază; riscul de profil
- **Opțiuni**
  - Plafon (cap), prag minim (floor) și combinația lor (collar); formula Black-76, cu o volatilitate estimată pe date reale
- **Decizii**
  - Cît au cîștigat sau au pierdut prin acoperire un furnizor și un producător din România în 2022, 2025 și 2026

Abrevieri (1/2)

ACER Agenția Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei
BCE Banca Centrală Europeană
CDS clean dark spread (marja curată a centralei pe cărbune)
CET ora Europei Centrale
CSS clean spark spread (marja curată a centralei pe gaze)
DE-LU zona de ofertare Germania–Luxemburg
EEX bursa europeană de energie European Energy Exchange
ENTSO-E Rețeaua europeană a operatorilor de transport și de sistem pentru energie electrică
EPEX bursa europeană de energie EPEX SPOT
ETC titlu tranzacționat la bursă, garantat cu mărfuri (exchange-traded commodity)
EUA certificat de emisii al UE (1 t CO_2)
EUR euro
GARCH heteroscedasticitate condiționată autoregresivă generalizată
HAC robust la heteroscedasticitate și autocorelare
HE eficiența acoperirii (hedge effectiveness)
HU Ungaria (zonă de ofertare)
HUDEX bursa maghiară de derivate pe energie (Hungarian Derivative Energy Exchange)
HUPX bursa de energie din Ungaria
IPCC Grupul interguvernamental privind schimbările climatice
ISE Institutul Fraunhofer pentru Sisteme de Energie Solară
LASSO operatorul de contracție și selecție în normă absolută
LD luni–duminică, codul produsului OPCOM
MACEE Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (2023–2024)

Abrevieri (2/2)

MW	megawatt
MWh	megawatt-oră
NYMEX	bursa New York Mercantile Exchange
OLS	metoda celor mai mici pătrate
OPCOM	operatorul pieței de energie electrică și de gaze naturale din România
OUG	ordonanță de urgență a Guvernului
PC-OTC	piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale (OPCOM)
PCCB-LE	piața centralizată a contractelor bilaterale, licitație extinsă (OPCOM)
PPA	contract de achiziție de energie pe termen lung (power purchase agreement)
PZU	piața pentru ziua următoare
RO	România (zonă de ofertare)
RON	leul românesc
SS	spark spread (marja brută a centralei pe gaze)
€STR	rata pe termen scurt a euro (euro short-term rate)
TJ	terajoule
TTF	Title Transfer Facility (hubul olandez de gaze naturale)
TWh	terawatt-oră
UE	Uniunea Europeană
USD	dolarul american
VaR	valoarea expusă la risc (value at risk)
VM	marja de variație
VWAP	prețul mediu ponderat cu volumul

Sursele datelor: contracte forward, prețuri spot, gaze naturale și carbon

Seria	Frecvența	Sursa
Contracte forward în România: 2 298 de licitații, 83,7 TWh	pe licitație	operatorul pieței de energie electrică și de gaze naturale din România (OPCOM): piața centralizată a contractelor bilaterale, licitație extinsă (PCCB-LE)
Prețuri pe piața pentru ziua următoare (PZU): România (RO), Ungaria (HU), Germania–Luxemburg (DE-LU)	orară	OPCOM, bursa de energie din Ungaria (HUPX), bursa europeană de energie (EPEX SPOT); energy-charts.info (Fraunhofer ISE), din datele Rețelei europene a operatorilor de transport și de sistem (ENTSO-E)
Gaze: Title Transfer Facility (TTF); cărbune	lunară, zilnică	Banca Mondială (Pink Sheet); contracte futures New York Mercantile Exchange (NYMEX), prin Yahoo Finance
Carbon (EUA); cursul EUR/RON; rata pe termen scurt a euro (€STR)	zilnică	licitațiile European Energy Exchange (EEX); un titlu garantat cu certificate (ETC); Banca Centrală Europeană (BCE)

- **Data-limită**: 31 octombrie 2026 (ultima lună completă)
  - Licitații forward: 12 mai 2020 – 28 octombrie 2026
- **Nu sînt disponibile gratuit**: contractele futures pe energie de la EEX sau de la bursa maghiară de derivate (HUDEX) și prețurile opțiunilor
  - Nu le inventăm

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 1

Cuprins

- Motivele acoperirii riscului: expunerile la preț și criza din 2021–2022
- Contracte forward, futures și curba forward
- Marjele centralelor electrice
- Raportul de acoperire, riscul de bază și riscul de profil
- Opțiuni pe energie
- Studiu de caz: un furnizor și un producător din România

Fiecare firmă din sectorul energiei are o poziție de preț

- **Pe scurt:** Un furnizor cu prețuri fixe pierde cînd prețul angro crește; un producător pierde cînd prețul scade.

$$\Pi^{\text{furn}} = Q(\underbrace{R}_{\text{client}} - \underbrace{S}_{\text{spot}}), \quad \Pi^{\text{prod}} = Q(S - \underbrace{c}_{\text{cost}})$$

$$\Pi^{\text{furn}}_{\text{acoperit}} = Q(R - S) + Q(S - F) = Q(R - F)$$

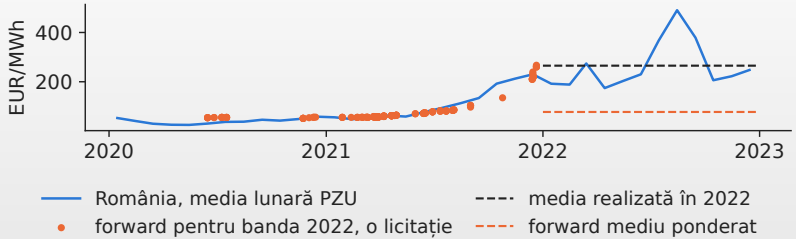
- **unde**
  - Q = energia, în MWh
  - S = prețul spot la livrare
  - F = prețul forward stabilit azi, în EUR/MWh
  - Un forward cumpărat aduce $S - F$ pe MWh.

- **Poziție scurtă**
  - Furnizorul cu prețuri fixe, consumatorul industrial
  - Acoperire: cumpără forward sau un plafon
- **Poziție lungă**
  - Producătorii hidro, nucleari, pe lignit și solari
  - Acoperire: vinde forward sau cumpără un prag minim
- **Poziție lungă pe marjă**
  - Centrala pe gaze: energie minus gaze și carbon

- **În practică:** stabiliți întîi semnul expunerii: o firmă cu poziție lungă care mai cumpără forward își dublează riscul.

(Hull, 2022; Eydeland & Wolyniec, 2003)

În 2022, prețul spot a fost de 3,4 ori mai mare decît prețul forward



Sursa: OPCOM (rezultatele PCCB-LE-flex; prețuri PZU, prin energy-charts.info); BCE. Date: 150 de licitații pentru banda 2022; spot 2020-2022.

- Banda pentru 2022: 150 de licitații, preț mediu ponderat cu volumul (VWAP) 77,4 EUR/MWh; spot 265,3
  - VWAP: 2020 – 54,4; sem. I 2021 – 61,5; sem. II 2021 – 136,7; economie: 1,65 mil. EUR/MW

- **În practică:** contează și momentul: contractele cumpărate la sfîrșitul lui 2021 au costat dublu.

(calcule proprii; OPCOM)

EMQA_L5_crisis_cal22

Criza a redus tranzacțiile forward și a dus la prețuri reglementate

- **Un transfer, nu un cîștig**
  - Fiecare MWh vîndut forward pentru 2022 a fost cu 187,9 EUR/MWh sub spot: producătorii au pierdut exact cît au economisit furnizorii acoperiți
- **Apoi prețurile forward au crescut excesiv**
  - Banda pentru 2023 s-a tranzacționat la 509,2 EUR/MWh la 17 august 2022; media realizată în 2023: 103,7
- **În România**
  - Ordonanța de urgență a Guvernului (OUG) 27/2022: prețuri finale plafonate
  - OUG 153/2022: Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE), cu OPCOM cumpărător unic la 450 lei/MWh, în 2023–2024
  - Volumul forward pe OPCOM: 27,3 TWh în 2021, doar 1,6 TWh în 2023
- **În UE**
  - Agenția UE pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ACER) a păstrat modelul pieței și a semnalat lichiditatea redusă a contractelor forward pe peste trei ani

- **În practică:** scrieți politica de acoperire înainte de criză
  - În timpul crizei, nimeni nu mai cade de acord asupra ei.

(OUG 27/2022; OUG 153/2022; ACER, 2022; OPCOM)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 2

Cuprins

- Motivele acoperirii riscului: expunerile la preț și criza din 2021–2022
- Contracte forward, futures și curba forward
  - Contractele
  - Curba prețurilor forward
- Marjele centralelor electrice
- Raportul de acoperire, riscul de bază și riscul de profil
- Opțiuni pe energie
- Studiu de caz: un furnizor și un producător din România

Un forward pe energie livrează aceeași putere pe toată perioada

- **Pe scurt:** Un forward în bandă fixează azi prețul tuturor orelor dintr-o lună, un trimestru sau un an.

$$\bar{S} = \frac{1}{H}\sum_{h=1}^{H} S_h, \qquad \underbrace{V_T = q\,H\,(\bar{S} - F)}_{\text{valoarea pentru cumpărător}}$$

- **unde**
  - H = orele perioadei de livrare (744 într-o lună de 31 de zile, 8 760 într-un an)
  - S_h = prețul PZU al orei h
  - q = puterea, în MW
  - F = prețul forward.

- **Profiluri**
  - Bandă: toate orele, luni–duminică (LD), 94% din volum
  - Vîrf: numai orele de vîrf ale zilelor lucrătoare
- **OPCOM, 31 octombrie 2026**
  - Anul 2027: 148,1 EUR/MWh, pentru 8 760 MWh pe MW
  - Luna următoare: 215,3 EUR/MWh

- **În practică:** faceți oferta către client pe baza prețului forward al perioadei de livrare, nu a prețului spot de azi.

(OPCOM; Benth et al., 2008)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 3

Livrarea fizică și decontarea financiară

- **Pe scurt:** Forward-ul fizic livrează energia la prețul F; contractul futures financiar plătește doar diferența față de o medie.

$$\underbrace{F \cdot Q}_{\text{fizic}} = \underbrace{\bar{S}Q}_{\text{spot}} - \underbrace{(\bar{S}^{\text{ref}} - F)Q}_{\text{decontare}} \text{ numai dacă } \bar{S}^{\text{ref}} = \bar{S}$$

- **unde**
  - $\bar{S}^{\text{ref}}$ = indicele de decontare (de exemplu, media din Germania)
  - Altfel, diferența este riscul de bază (secțiunea 4).

- **Fizic, în România**
  - Licitațiile OPCOM PCCB-LE și piața centralizată cu negociere continuă (PC-OTC)
  - Fără risc de bază
- **Financiar, în străinătate**
  - Contracte futures EEX și HUDEX, cu casă de compensație
  - În locul riscului de contrapartidă apare nevoia de lichiditate pentru marjă

- **În practică:** contracte fizice, pentru energie livrată în România
  - Contracte financiare, pentru o piață lichidă, cu riscul de bază asumat.

(OPCOM; Hull, 2022)

Decontarea zilnică a contractelor futures și nevoia de lichiditate a acoperirii

- **Pe scurt:** Forward-ul se decontează o dată, la livrare; deținătorul unui contract futures plătește sau încasează zilnic variația prețului.

$$\underbrace{VM_t = Q(F_t - F_{t-1})}_{\text{marja de variație}}, \qquad \sum_{t=1}^{T} VM_t = Q(F_T - F_0)$$

- **unde**
  - F_t = prețul de decontare din ziua t
  - Q = poziția, în MWh
  - Marja inițială se calculează cu un model de valoare expusă la risc (VaR), vezi cursul 4.

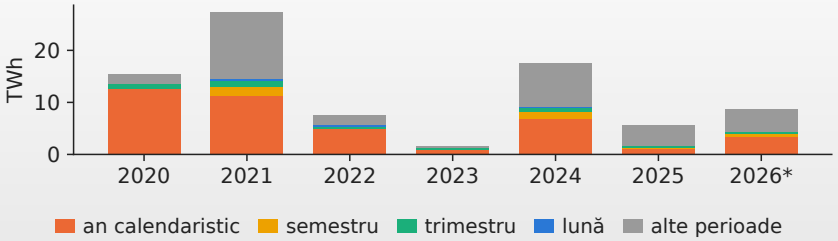
- **NYMEX TTF, decembrie 2026**
  - 1 487 de prețuri zilnice, între 15,1 și 103,9 EUR/MWh
  - Cea mai mare variație zilnică: 11,83 EUR/MWh, la 29 august 2022
  - 10 MW $\times$ 744 h: apel în marjă de 88 015 EUR într-o zi

- **În practică:** dimensionați linia de credit pentru cea mai mare variație zilnică înainte de a vă acoperi la bursă.

(calcule proprii; Hull, 2022)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 3

Volumul forward din România s-a prăbușit în 2022–2023



Sursa: OPCOM, rezultatele PCCB-LE-flex; BCE (EUR/RON). Date: 2 298 de licitații încheiate, 2020-05-12 - 2026-10-31; *2026 pînă la data-limită.

- Trei producători vînd 83% din volum: Complexul Energetic Oltenia 32%, Nuclearelectrica 30%, Hidroelectrica 21%
  - Produsele pe an calendaristic: 80% din volumul în bandă

- **În practică:** lichiditatea este redusă: eșalonați cumpărările pe mai multe licitații.

(calcule proprii; OPCOM)

EMQA_L5_fw_volume

Prețurile forward și costul de stocare: gaze naturale și energie electrică

- **Pe scurt:** Gazele se pot stoca, deci prețul lor forward este legat de spot prin costul de deținere; energia electrică nu, deci prețul ei forward este prețul spot așteptat plus o primă de risc.

$$\underbrace{F_{t,T} = S_t e^{(r+u-y)(T-t)}}_{\text{stocabil}}, \qquad \underbrace{F_{t,T} = \mathbb{E}_t[\bar{S}_T] + \pi_{t,T}}_{\text{energie}}$$

- **unde**
  - r = dobînda
  - u = costul de stocare
  - y = randamentul de comoditate (convenience yield)
  - π = prima de risc
  - Report (contango): $F > S$
  - Deport (backwardation): $F < S$.

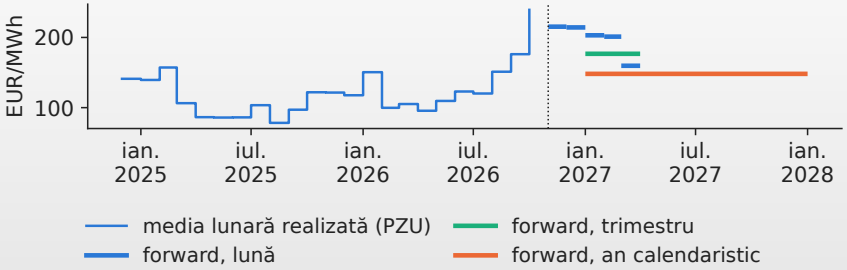
- **Gaze**, NYMEX TTF, 30 octombrie 2026
  - Decembrie 2026: 103,9; mai 2027: 78,1 EUR/MWh
  - Diferența dintre prețul de iarnă și cel de vară acoperă costul stocării
- **Energie electrică**, OPCOM
  - Spot în octombrie: 239,3; trimestrul I 2027: 176,7; anul 2027: 148,1
  - Deport (backwardation): piața se așteaptă ca prețurile ridicate de acum să scadă

- **În practică:** nu puneți spotul de azi în bugetul anului viitor
  - Folosiți curba forward.

(Fama & French, 1987; Bessembinder & Lemmon, 2002)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 3

Curba forward din România coboară de la un spot ridicat



Sursa: OPCOM (rezultatele PCCB-LE-flex; prețuri PZU, prin energy-charts.info); BCE. Date: 85 de licitații, 2026-09-01 - 2026-10-31.

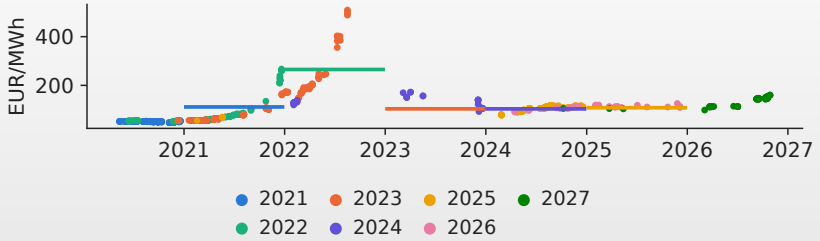
- 7 produse în bandă, VWAP pe perioada de livrare: luna următoare 215,3, trimestrul I 176,7, anul 2027 148,1 EUR/MWh.

- **În practică:** o ofertă pentru 2027 pornește de la 148 EUR/MWh, nu de la spotul din octombrie.

(calcule proprii; OPCOM)

EMQA_L5_fwd_curve

Prețurile forward anuale, după data tranzacției, și prețurile spot realizate



Sursa: OPCOM (rezultatele PCCB-LE-flex; prețuri PZU, prin energy-charts.info); BCE. Date: licitații pentru ani calendaristici, până la 2026-10-31; linia groasă = media realizată.

- 2021: VWAP 51,3, realizat 111,4
  - 2023: 172,5 față de 103,7
  - 2025: 102,1 față de 108,2 EUR/MWh.

În practică: prețul forward este prețul certitudinii, nu o prognoză pentru vremuri de criză.

(calcule proprii; OPCOM)

EMQA_L5_cal_by_trade

Prima forward ex post nu are un semn stabil în România

- **Pe scurt:** Dacă cumpărătorii se tem de salturi mai mult decît vînzătorii de scăderi, forward-ul depășește spotul așteptat.

$$\hat{\pi}_i = F_i - \bar{S}_i, \qquad t = \frac{\bar{\pi}}{\widehat{\mathrm{se}}_{\mathrm{HAC}}(\bar{\pi})}$$

- **unde**
  - i = luna de livrare
  - F_i = VWAP al benzii lunare cumpărate în luna anterioară
  - $\bar{S}_i$ = media realizată
  - Eroare standard robustă la heteroscedasticitate și autocorelare (HAC), Newey–West, 3 decalaje.

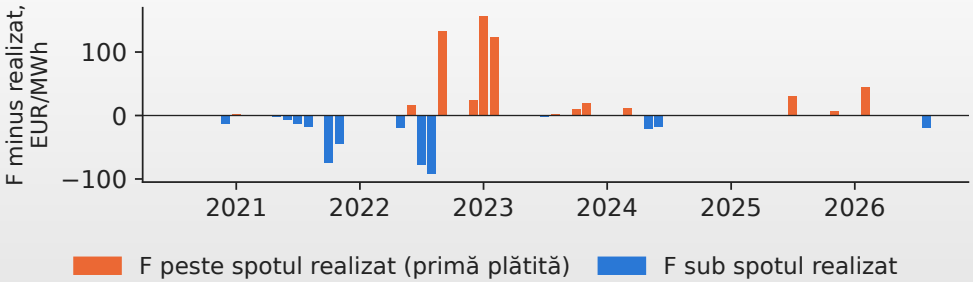
- **Cu o lună înainte**, 30 de luni
  - Media +5,2 EUR/MWh, $t = 0{,}42$, $p = 0{,}68$
  - Din 2023: +24,5, $t = 1{,}51$
- **Toate produsele**, ponderate cu volumul
  - Livrate pînă în 2021: −55,8
  - 2022: −166,5; din 2023: +29,7 EUR/MWh

- **În practică:** acoperirea este, în medie, ieftină
  - Costul ei real este cîștigul la care renunțați.

(Bessembinder & Lemmon, 2002; Redl et al., 2009)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 3

Diferența lunară dintre prețul forward și prețul spot



Sursa: OPCOM (rezultatele PCCB-LE-flex; prețuri PZU, prin energy-charts.info); BCE. Date: 30 de luni de livrare, 2020-08 - 2026-08.

- Mediana: −0,2 EUR/MWh
  - Valorile negative mari reflectă creșterile neașteptate de preț din 2021–2022, nu o primă negativă sistematică.

În practică: judecați o acoperire după riscul eliminat, nu după profitul de după livrare.

(calcule proprii; OPCOM)

EMQA_L5_premium

Cuprins

- Motivele acoperirii riscului: expunerile la preț și criza din 2021–2022
- Contracte forward, futures și curba forward
- Marjele centralelor electrice
- Raportul de acoperire, riscul de bază și riscul de profil
- Opțiuni pe energie
- Studiu de caz: un furnizor și un producător din România

Clean spark spread: energie minus gaze minus carbon

- **Pe scurt:** O centrală pe gaze vinde 1 MWh, arde $1/\eta$ MWh de gaze și plătește certificatele pentru CO_2 emis.

$$SS = P - \frac{G}{\eta_g}, \qquad CSS = P - \frac{G}{\eta_g} - \frac{e_g}{\eta_g} A$$

- **unde**
  - Spark spread (SS), clean spark spread (CSS)
  - P = prețul energiei electrice, EUR/MWh
  - G = prețul gazelor, EUR/MWh termic
  - η_g = randamentul centralei pe gaze, 0,50 (ipoteză)
  - e_g = factorul de emisie al gazelor, 0,202 t CO_2/MWh termic, Grupul interguvernamental privind schimbările climatice (IPCC)
  - A = prețul EUA, EUR/t.

- **România, octombrie 2026**
  - Prețul energiei 239,3; costul gazelor pe MWh electric 173,6 (= 86,8/0,5); costul carbonului 33,3 EUR/MWh
  - SS +65,7, CSS +32,4 EUR/MWh
- **CSS, media anuală**
  - România: 2022 −32,2, 2025 +5,8
  - Germania: 2022 −62,2, 2025 −13,1

- **În practică:** producătorul pe gaze acoperă marja: vinde energie și cumpără gaze și EUA forward, simultan.

(IPCC, 2006; Deng et al., 2001)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 4

Dark spread și prețul carbonului care favorizează gazele

- **Pe scurt:** Cărbunele emite mai mult CO_2 pe MWh, deci un EUA scump împinge cărbunele după gaze în ordinea de merit.

$$CDS = P - \frac{C}{\eta_c} - \frac{e_c}{\eta_c} A, \qquad A^* = \frac{G/\eta_g - C/\eta_c}{e_c/\eta_c - e_g/\eta_g}$$

- **unde**
  - Clean dark spread (CDS)
  - C = prețul cărbunelui, EUR/MWh termic (USD/t ÷ EUR/USD ÷ 6,978)
  - η_c = randamentul centralei pe cărbune, 0,38 (ipoteză)
  - e_c = factorul de emisie, 0,341 t CO_2/MWh termic
  - A^* = prețul EUA la care CSS = CDS.

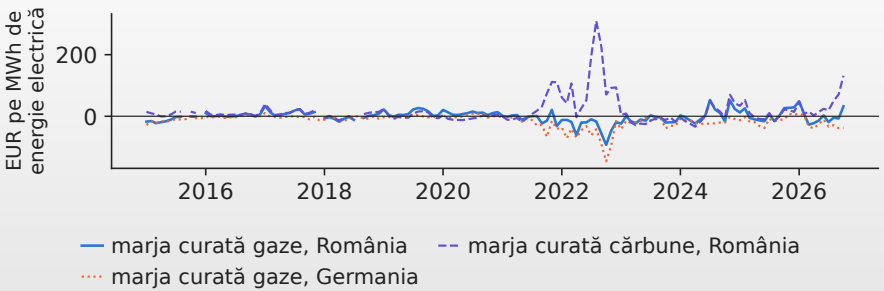
- **Luna: octombrie 2026**
  - Cărbune 12,8 EUR/MWh termic; CDS în România +131,7
  - A^* = 283,7 EUR/t, față de EUA 82,4
- **Limite**
  - Lignitul nu are preț de piață; folosim cărbunele sud-african de export
  - EUA = licitațiile EEX, apoi titlul ETC din ianuarie 2026

- **În practică:** producătorul pe cărbune care vinde energie forward trebuie să cumpere și EUA forward.

(IPCC, 2006; World Bank)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 4

Clean spark spread și clean dark spread, lunar



Sursa: energy-charts.info; Banca Mondială (TTF, cărbune); EEX și SparkChange ETC (EUA); BCE. Date: lunar, 2015-01 - 2026-10.

- CSS negativ în 67 din 138 de luni în România și în 121 în Germania
  - În medie, cu 13,9 EUR/MWh mai mare în România.

- **În practică:** o marjă medie apropiată de zero nu face centrala inutilă: ea funcționează doar în orele bune.

(calcule proprii; IPCC, 2006)

EMQA_L5_spreads

O centrală pe gaze flexibilă este o serie de opțiuni call orare

- **Pe scurt:** Centrala funcționează doar cînd marja este pozitivă, deci încasează partea pozitivă a fiecărei marje orare.

$$\underbrace{\sum_h \max(CSS_h, 0)}_{\text{flexibilă}} \geq \max\left(\underbrace{\sum_h CSS_h}_{\text{continuă}}, 0\right)$$

- **unde**
  - CSS_h = clean spark spread al orei h, pentru 1 MW, cu gaze și EUA la media lunii
  - Fără costuri de pornire, deci o limită superioară.

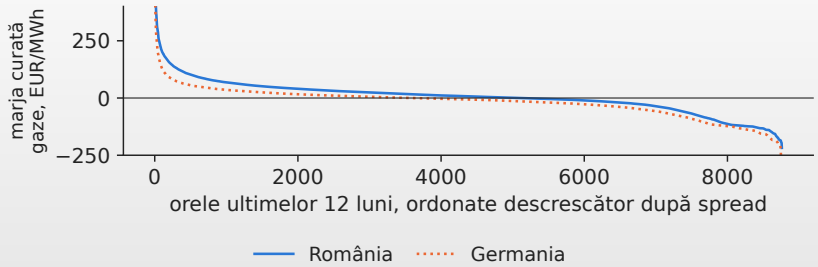
- **România**, ultimele 12 luni
  - Marjă pozitivă în 58% din ore
  - Continuă: 38 095; flexibilă: 235 494 EUR pe MW
- **Germania**
  - Marjă pozitivă în 41% din ore
  - Continuă: −165 206; flexibilă: 112 724 EUR pe MW

- **În practică:** evaluați o centrală pe gaze sau o baterie ca opțiuni, nu ca marjă medie înmulțită cu 8 760 h.

(Deng et al., 2001; Eydeland & Wolyniec, 2003)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 4

Marjele orare ordonate: valoarea concentrată în orele cele mai bune



Sursa: energy-charts.info; Banca Mondială (TTF, cărbune); EEX și SparkChange ETC (EUA); BCE. Date: 2025-11-01 - 2026-10-31, date orare.

- Aria de deasupra lui zero este valoarea opțiunii
  - La aceleași prețuri ale gazelor și carbonului, România are mai multe ore profitabile decît Germania.

- **În practică:** acoperiți o centrală flexibilă cu produse de vîrf, nu cu bandă.

(calcule proprii)

EMQA_L5_spark_hourly

Cuprins

- Motivele acoperirii riscului: expunerile la preț și criza din 2021–2022
- Contracte forward, futures și curba forward
- Marjele centralelor electrice
- Raportul de acoperire, riscul de bază și riscul de profil
- Opțiuni pe energie
- Studiu de caz: un furnizor și un producător din România

Raportul de acoperire optim este panta unei regresii

⊡ **Pe scurt:** Alegem numărul de contracte pe MWh expus care face costul acoperit cît mai stabil.

$$h^* = \arg\min_h \mathrm{Var}(\Delta S - h\Delta F) = \rho\frac{\sigma_S}{\sigma_F} = \frac{\mathrm{Cov}(\Delta S, \Delta F)}{\mathrm{Var}(\Delta F)}$$

$$\Delta S_t = a + h\,\Delta F_t + \varepsilon_t, \qquad HE = \rho^2$$

⊡ **unde**

- ΔS, ΔF = variațiile lunare ale expunerii și ale instrumentului
- ρ = corelația lor
- Eficiența acoperirii (HE) = varianța eliminată
- h^* prin metoda celor mai mici pătrate (OLS)
- Demonstrația în anexa A.

⊡ **Instrumentul**

- Un contract futures financiar ajunge la media lunară a zonei sale: folosim mediile HU și DE-LU
- 133 de luni, februarie 2015 – octombrie 2026

⊡ **Incertitudinea**

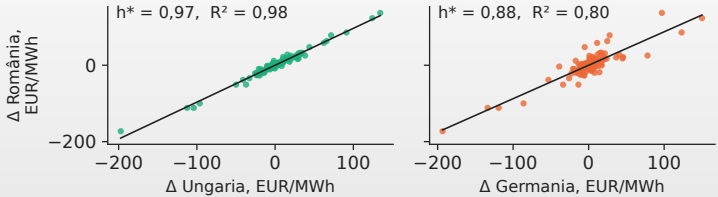
- Eroare standard HAC, 3 decalaje
- Bootstrap pe blocuri de 6 luni, 2 000 de replicări

⊡ **În practică:** un raport de acoperire fără interval de încredere este o simplă presupunere.

(Johnson, 1960; Ederington, 1979)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 5

Acoperirea cu contracte din alte zone: contractele din Ungaria sînt mai eficiente decît cele germane



Sursa: energy-charts.info: prețurile PZU ale OPCOM, HUPX, EPEX SPOT. Date: variații lunare, 2015-02 - 2026-10.

Instrument	h^*	eroare std. HAC	bootstrap 95%	R^2	h^* 2015–20	variață eliminată, din 2021
Ungaria	0,966	0,023	[0,93; 1,03]	0,98	0,92	97,9%
Germania	0,875	0,049	[0,73; 1,01]	0,80	0,91	81,1%

⊡ **În practică:** folosiți contractele din Ungaria înaintea celor din Germania.

(calcule proprii; h^* din 2015–2020, testat din 2021)

EMQA_L5_hedge_scatter

Riscul de bază al unui contract din altă zonă

- **Pe scurt:** Acoperit cu un contract futures german, furnizorul din România plătește forward-ul german plus diferența România–Germania de la livrare.

$$\bar{S}^{\mathrm{RO}} - h(\bar{S}^{X} - F_0^{X}) = hF_0^{X} + \underbrace{(\bar{S}^{\mathrm{RO}} - h\bar{S}^{X})}_{\text{baza } b}$$

- **unde**
  - X = zona contractului (HU, DE-LU)
  - F_0^X = prețul lui de azi
  - Pentru $h = 1$, b = diferența lunară de preț România minus X.

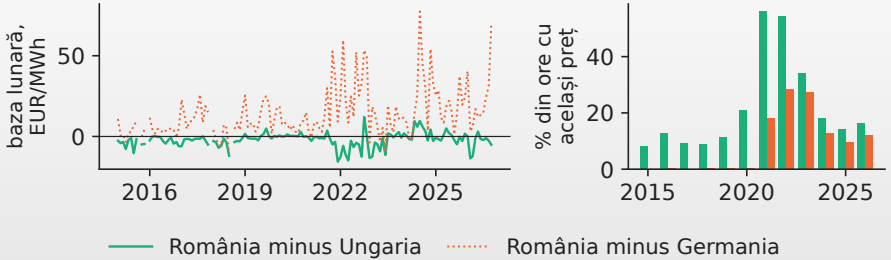
- **România – Ungaria**
  - Media $-2{,}1$, abaterea standard 4,5 EUR/MWh
  - Prețuri egale în 56% din ore în 2021
- **România – Germania**
  - Media $+13{,}9$, abaterea standard 15,2
  - Din 2023, media $+18{,}7$ EUR/MWh

- **În practică:** o acoperire germană costă forward-ul german plus circa 19 EUR/MWh: includeți diferența în ofertă.

(Hull, 2022; calcule proprii)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 5

Volatilitatea bazei a crescut după 2021, deși RO și HU au adesea același preț



Sursa: energy-charts.info: prețurile PZU ale OPCOM, HUPX, EPEX SPOT. Date: 2015-01 - 2026-10; dreapta: diferență sub 0,01 EUR/MWh.

- Baza față de Germania: abaterea standard 7,6 înainte de 2021 și 18,2 după
  - Etape ale cuplării: 17 iunie 2021 (Interim Coupling), 8 iunie 2022 (Core, bazată pe fluxuri).

- **În practică:** prețurile se egalizează doar fără congestie: riscul de bază este un risc de congestie.

(calcule proprii; ENTSO-E, 2021)

EMQA_L5_basis

Riscul de profil: clienții nu consumă în bandă

- **Pe scurt:** Banda acoperă aceeași putere în fiecare oră; consumul este mai mare în orele scumpe, producția solară în cele ieftine.

$$f^{\text{cons}} = \frac{\sum_h L_h P_h}{\bar{P} \sum_h L_h}, \qquad f^{\text{solar}} = \frac{\sum_h Q_h P_h}{\bar{P} \sum_h Q_h}$$

- **unde**
  - L_h = consumul României, Q_h = producția solară în ora h
  - $\bar{P}$ = media simplă a anului
  - $f > 1$: profilul costă mai mult decît banda.

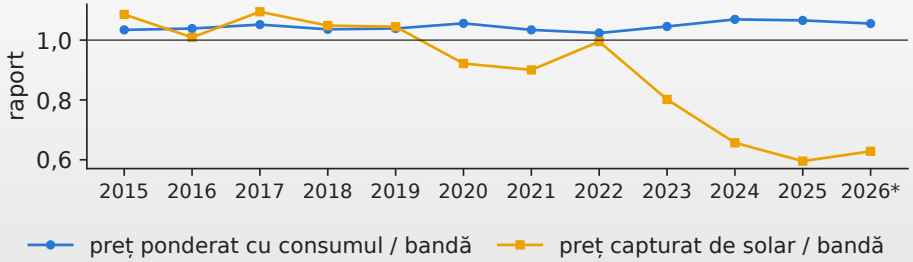
- **Furnizorul**, consumul național
  - f^{cons}: 1,039 (2019), 1,066 (2025)
  - +7,1 EUR/MWh peste bandă în 2025
- **Producătorul solar**
  - f^{solar}: 1,045 (2019), 0,596 (2025)
  - −43,7 EUR/MWh sub bandă în 2025

- **În practică:** evaluați un contract de achiziție pe termen lung (PPA) pentru un parc solar la raportul de captare (f^{solar}), nu la prețul benzii.

(calcule proprii)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 5

Valoarea profilului solar și a profilului de consum față de bandă



Sursa: energy-charts.info: prețuri OPCOM; consum și producție solară ENTSO-E. Date: date orare, 2015 - 2026-10-31; *pînă la data-limită.

- Raportul de captare solar a scăzut la 0,596 în 2025
  - În 2025, prețul ponderat cu consumul a depășit banda cu 7,1 EUR/MWh.

- **În practică:** cumpărați bandă pentru baza portofoliului și produse de vîrf sau orare pentru profil.

(calcule proprii)

EMQA_L5_shape

Cuprins

- Motivele acoperirii riscului: expunerile la preț și criza din 2021–2022
- Contracte forward, futures și curba forward
- Marjele centralelor electrice
- Raportul de acoperire, riscul de bază și riscul de profil
- Opțiuni pe energie
- Studiu de caz: un furnizor și un producător din România

Plafon, prag minim și collar

- **Pe scurt:** O opțiune call plafonează prețul de cumpărare și păstrează cîștigul dacă prețurile scad; costă o primă plătită azi.

$$\underbrace{(F_T - K)^+}_{\text{call}}, \quad \underbrace{(K - F_T)^+}_{\text{put}}, \quad \underbrace{\min(F_T, K_c) + c}_{\text{preț cu plafon}}$$

$$\text{collar:} \quad \max\left(K_p, \min(F_T, K_c)\right) + c - p$$

- **unde**
  - F_T = prețul forward la scadența T
  - K = prețul de exercitare
  - c, p = primele call și put
  - Collar = cumpărare call la K_c și vînzare put la $K_p < K_c$.

- **Cine ce folosește**
  - Furnizorul: plafon (call)
  - Producătorul: prag minim (put)
  - Amîndoi: un collar cu cost redus (furnizorul cumpără call și vinde put; producătorul invers)

- **În România**
  - Nu există opțiuni pe energie listate
  - Plafoanele apar în contracte bilaterale și PPA

- **În practică:** cumpărați un plafon cînd un salt de preț ar pune firma în pericol, nu doar cînd i-ar reduce profitul.

(Hull, 2022)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 6

Modelul Black-76 evaluează o opțiune pe forward cu cinci parametri

- **Pe scurt:** În evaluarea neutră la risc, forward-ul nu are tendință, deci opțiunea depinde doar de F, K, T, r și σ.

$$C = e^{-rT}[F\Phi(d_1) - K\Phi(d_2)], \quad P = e^{-rT}[K\Phi(-d_2) - F\Phi(-d_1)]$$

$$d_1 = \frac{\ln(F/K) + \sigma^2 T/2}{\sigma\sqrt{T}}, \qquad d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T}$$

- **unde**
  - Φ = funcția de repartiție normală standard
  - σ = volatilitatea anuală a lui $\ln F$
  - T în ani
  - r = rata dobînzii fără risc, cu capitalizare continuă (anexa B).

- **Datele de intrare**, banda pentru 2027
  - $F = 148{,}12$ EUR/MWh (VWAP OPCOM)
  - $T = 45$ de zile; $r = 2{,}44\%$ (€STR)
  - $\sigma = 0{,}220$ (diapozitivul următor)
- **Prețuri**, EUR/MWh
  - $K = F$: call = put = 4,55
  - Plafon la 1,1 F: 0,63
  - Prag minim la 0,9 F: 0,43

- **În practică:** întrebați banca ce volatilitate a folosit
  - Prima crește aproape proporțional cu σ.

(Black, 1976; Hull, 2022)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 6

Estimarea volatilității pentru evaluarea opțiunilor: estimările diferă în funcție de sursa datelor

- **1. Forward-urile anuale din România**
  - Licitații neregulate: $\hat{\sigma}^2 = \sum_k (\Delta \ln F_k)^2 / \sum_k \Delta t_k$, intervale de cel mult 30 de zile
  - $\hat{\sigma} = 0{,}220$, din 49 de perechi de zile cu licitații
- **2. Contractul TTF pentru ianuarie 2027**
  - Ultimele 60 de zile: $\hat{\sigma} = 0{,}499$; call 10,30
- **3. Media lunară față de forward**
  - $\mathrm{sd}(\ln(\bar{S}/F)/\sqrt{T}) = 0{,}668$, 153 de licitații

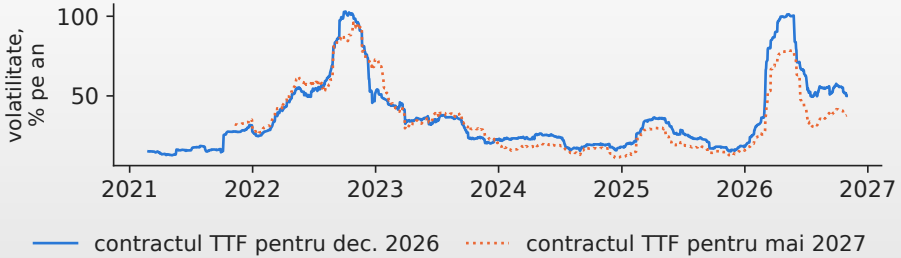
- **De ce diferă**
  - Un an este media a 8 760 de ore, mult mai stabilă decît o lună
  - Gazele trec printr-o criză proprie în 2026
  - Nu există volatilitate implicită gratuită pentru România
- **Mai bine**
  - Modelele de heteroscedasticitate condiționată autoregresivă generalizată (GARCH) din cursul 3

În practică: alegeți volatilitatea potrivită activului suport: an, trimestru sau lună.

(calcule proprii; OPCOM; Yahoo Finance)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 6

Efectul Samuelson pe TTF: volatilitatea mai mare a contractelor apropiate



Sursa: Yahoo Finance, contracte futures NYMEX TTF. Date: prețuri zilnice pînă la 2026-10-31, fereastră mobilă de 60 de zile.

- Volatilitatea anualizată, 1 noiembrie 2025 – 31 octombrie 2026: contractul pentru decembrie 2026 – 63%, cel pentru mai 2027 – 48%
  - În 2022, ambele în jur de 66%.

- **În practică:** o opțiune apropiată de livrare cere o volatilitate mai mare.

(calcule proprii; Samuelson, 1965)

EMQA_L5_samuelson

Delta și vega: echivalentul în MWh forward și sensibilitatea la volatilitate

- **Pe scurt:** Delta este cantitatea de forward care compensează opțiunea; vega este variația primei la un punct de volatilitate.

$$\Delta_C = e^{-rT}\Phi(d_1), \quad \Delta_P = -e^{-rT}\Phi(-d_1)$$
$$\mathcal{V} = e^{-rT}F\varphi(d_1)\sqrt{T}, \qquad C - P = e^{-rT}(F - K)$$

- **unde**
  - φ = densitatea normală standard
  - $\mathcal{V}$ pe un punct de volatilitate (0,01)
  - Ultima relație este paritatea put–call.

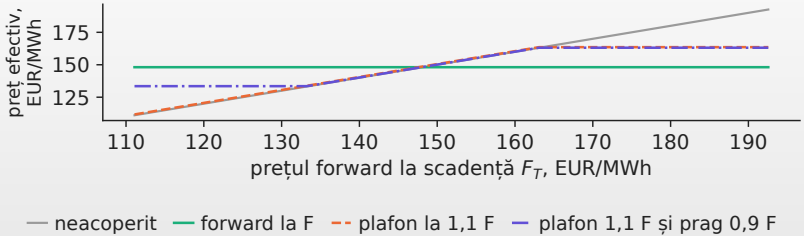
- $K = F$, $\sigma = 0{,}220$
  - $d_1 = 0{,}039$; $\Delta_C = 0{,}514$, $\Delta_P = -0{,}483$
  - Vega 0,207 EUR/MWh
  - $C = P$, cum cere paritatea
- **Plafonul la 1,1 F**
  - Delta 0,116
  - Costul plafonului pentru 1 MW pe un an: 5 519 EUR

- **În practică:** vînzătorul plafonului se acoperă deținînd contracte forward într-o cantitate egală cu delta, pe care o ajustează periodic.

(Black, 1976; Hull, 2022)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 6

Prețul efectiv al benzii pentru 2027 cu fiecare instrument



Sursa: OPCOM PCCB-LE-flex; BCE (€STR); Black-76. Date: F = banda pentru 2027, licitații 2026-09-01 - 2026-10-31.

- Forward 148,1
  - Plafonul la 162,9 costă 0,63
  - Collarul 133,3 – 162,9 costă 0,20 EUR/MWh
  - Salturile și mediile lunare (opțiuni asiatice) încalcă ipotezele Black-76.

În practică: un collar cu cost aproape zero permite furnizorului să ofere un preț plafonat.

(Black, 1976; Weron, 2008)

EMQA_L5_collar

Cuprins

- Motivele acoperirii riscului: expunerile la preț și criza din 2021–2022
- Contracte forward, futures și curba forward
- Marjele centralelor electrice
- Raportul de acoperire, riscul de bază și riscul de profil
- Opțiuni pe energie
- Studiu de caz: un furnizor și un producător din România

Studiul de caz: un furnizor cu un client de 1 MW la preț fix, 2026

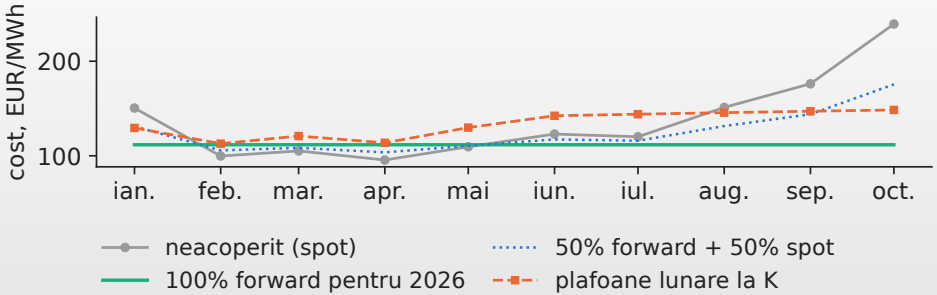
- **Poziția**
  - 1 MW în bandă, vîndut la preț fix pentru tot anul 2026; energia trebuie cumpărată
  - Evaluare pe cele 10 luni deja livrate, pînă în octombrie 2026
- **Patru strategii, prețuri reale**
  - Fără acoperire: cumpără lunar la media spot realizată
  - 100% forward: banda OPCOM pentru 2026, VWAP 111,70 EUR/MWh, 31 de licitații
  - 50% forward, 50% spot
  - Plafoane lunare cumpărate la 15 decembrie 2025, $K = 120{,}16$ (VWAP al ultimelor 5 licitații), Black-76, $\sigma = 0{,}668$
- **Ce raportăm**
  - Costul mediu, abaterea standard de la o lună la alta, cea mai scumpă lună, costul total pe MW

În practică: comitetul de risc al unui furnizor ar trebui să vadă lunar exact acest calcul.

(calcule proprii; OPCOM)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 7

Studiul de caz: în 2026, forward-ul a fost mai ieftin în 6 din 10 luni



Sursa: OPCOM (rezultatele PCCB-LE-flex; prețuri PZU, prin energy-charts.info); BCE. Date: 2026-01 - 2026-10; 1 MW în bandă.

- Prețul spot a atins 239,3 EUR/MWh în octombrie 2026
  - Plafoanele s-au exercitat în 5 din 10 luni.

- **În practică:** prima plafonului se plătește în fiecare lună, chiar și atunci cînd opțiunea nu se exercită.

(calcule proprii; OPCOM)

EMQA_L5_case2026

Studiul de caz: efectul contractului forward și al plafonului asupra costului și riscului

EUR/MWh	media	abat. std.	maxim	EUR/MW
spot	137,5	44,4	239,3	1 002 956
100% forward	111,7	0,0	111,7	814 946
50% forward	124,6	22,2	175,5	908 951
plafoane	133,6	13,9	148,5	975 020

⊡ Ponderat cu numărul de ore al fiecărei luni.

⊡ **Interpretare**
- Forward: 188 010 EUR economisiți pe MW, fără variație
- Plafoane: prima medie 20,4 EUR/MWh pe lună; economie netă 27 936 EUR pe MW

⊡ **Nu este o regulă generală**
- Prețurile au crescut după acoperire; într-un an cu prețuri în scădere, forward-ul costă mai mult decît spotul

⊡ **În practică:** stabiliți ponderea acoperită prin politică (de exemplu 60–80%, eșalonat), nu după o opinie despre prețuri.

(calcule proprii)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 7

Perspectiva producătorului și saltul de preț din vara lui 2024

- **Producătorul, 2025**
  - 101 licitații, VWAP 102,1, față de media realizată de 108,2 EUR/MWh
  - Vînzarea forward a adus cu 6,0 EUR/MWh mai puțin decît spotul (52 797 EUR pe MW și an): prețul unui venit sigur
  - În 2022, aceeași decizie a costat 187,9 EUR/MWh
- **Vara lui 2024**
  - Contractul pentru trimestrul al treilea s-a tranzacționat la 90,0 EUR/MWh, iar media spot realizată a fost 127,4; în iulie: 145,1
  - Ora cea mai scumpă: 916,7 EUR/MWh, pe 18 iulie 2024, ora 20:00 ora Europei Centrale (CET)
- **Concluzia**
  - Acoperirea transferă valoare între cele două părți; face fluxurile de numerar previzibile, iar creditorii răsplătesc această previzibilitate prin condiții de finanțare mai bune

În practică: un producător îndatorat ar trebui să vîndă forward chiar dacă se așteaptă la prețuri mai mari.

(calcule proprii; OPCOM; Andrei, Pele & Cramer, 2026, PICBE)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter, secțiunea 7

Elementele unei politici de acoperire a riscului

- **Expunerea**
  - Poziția netă pe lună și pe profil (bandă, vîrf, solar)
  - Riscul de volum: cererea reacționează foarte puțin la preț
- **Instrumentele**
  - Întîi forward OPCOM, apoi futures din Ungaria, apoi din Germania
  - Plafoane pentru extreme, nu pentru tot volumul
- **Execuția**
  - Cumpărați eșalonat, pe 12–24 de luni
  - Păstrați o rezervă de lichiditate pentru apelurile în marjă
- **Controlul**
  - Limite pentru poziția deschisă și VaR (cursul 4)
  - Raportați costul acoperit și varianța lui

În practică: consiliul aprobă politica, traderii o execută, departamentul de risc o măsoară.

(Hull, 2022; Proșcanu, Proșcanu & Pele, 2025, JSES; cursul 4)

Test 1: riscul de bază

- Un furnizor din România și-a acoperit luna iulie 2024 cu contracte futures germane în bandă, cumpărate la prețul F
  - Media lunii a fost 67,7 în Germania și 145,1 EUR/MWh în România
  - Cît a plătit pe MWh?

Răspuns

- A cumpărat la 145,1 în România și a primit din contractul futures diferența dintre 67,7 și F: costul net este $F + 77{,}4$ EUR/MWh, cea mai mare bază lunară din datele noastre.

Test 2: raportul de acoperire

- Estimarea noastră pentru Ungaria este $h^* = 0{,}966$, cu intervalul bootstrap [0,93; 1,03]
  - Câți MW de contracte futures din Ungaria acoperă o expunere de 20 MW?

Răspuns

- $20 \times 0{,}966 = 19{,}3$ MW
  - Deoarece valoarea 1 se află în interval, o acoperire integrală ($h = 1$), de 20 MW, este la fel de bună din punct de vedere statistic.

Test 3: clean spark spread

- În octombrie 2026: energia 239,3, gazele 86,8 EUR/MWh, EUA 82,4 EUR/t
  - Randament 50%, 0,202 t CO_2 pe MWh termic
  - A cîștigat, în medie, o centrală pe gaze?

Răspuns

- Combustibilul: $86{,}8/0{,}5 = 173{,}6$
  - Carbonul: $0{,}404 \times 82{,}4 = 33{,}3$
  - Clean spark spread $+32{,}4$ EUR/MWh: da, chiar înainte de a alege orele cele mai bune.

Test 4: un plafon pentru un furnizor

- Banda pentru 2027 se tranzacționează la 148,1
  - Un plafon la 162,9 costă 0,63 EUR/MWh
  - Cît plătește furnizorul dacă prețul forward ajunge la 1,3 F, respectiv la 0,9 F?

Răspuns

- La 1,3 F: prețul de exercitare de 162,9 plus prima
  - La 0,9 F: prețul pieței plus prima, deoarece plafonul nu se exercită.

Recapitulare

- Motivele acoperirii riscului: expunerile la preț și criza din 2021–2022
- Contracte forward, futures și curba forward

Contractele

Curba prețurilor forward

- Marjele centralelor electrice
- Raportul de acoperire, riscul de bază și riscul de profil
- Opțiuni pe energie
- Studiu de caz: un furnizor și un producător din România

- Un contract forward transformă un preț spot necunoscut într-un preț cunoscut
  - În 2022 i-a adus unui furnizor din România o economie de 1,65 milioane EUR pe MW, iar producătorii care au vîndut forward au pierdut aceeași sumă.
- Acoperiți riscul din România cu contracte din Ungaria, înaintea celor din Germania
  - Includeți profilul în preț și alegeți volatilitatea potrivită activului suport
  - Urmează cursul 6.

Cercetările grupului nostru despre riscul pe piața energiei din România

- **Saltul de preț din vara lui 2024** (Andrei, Pele & Cramer, 2026, PICBE)
  - Întrebarea: ce intervenție ar fi redus cel mai mult prețurile din România în iunie–iulie 2024
  - Metoda: o pădure aleatoare (random forest) pe date orare ENTSO-E, 147 de scenarii contrafactuale, verificate cu o regresie ridge
  - Rezultatul: reducerea consumului cu 10% este cea mai eficientă măsură; vîrful a avut loc noaptea, deci energia solară nu putea ajuta, iar stocarea devine esențială
- **Riscul sistemic în sectorul energetic din UE** (Toma, Dima, Grecu, Pele & Lessmann, 2026, SSRN)
  - Metoda: indicatorul Energy Financial Risk Meter, construit prin regresie cuantilică cu operatorul de contracție și selecție în normă absolută (LASSO) pe randamentele zilnice a 100 de companii energetice europene
  - Rezultatul: indicele surprinde pandemia din 2020 și războiul din 2022; se activează un canal de transmitere a riscului geopolitic către sectorul energetic
- **Cererea reacționează foarte puțin la preț** (Proșcanu, Proșcanu & Pele, 2025, JSES)
  - Metoda: cauzalitate Granger și modele vectoriale autoregresive pe consumul și prețurile din România
  - Rezultatul: consumul este inelastic și influențează prețul, nu invers; de aceea volumul nu poate compensa riscul de preț
- Rezultatele de pe acest diapozitiv sînt cele raportate în lucrări; celelalte cifre din curs provin din calculele noastre.

(Academia de Studii Economice din București; Academia Română, Institutul de Prognoză Economică)

Lecturi și resurse suplimentare

- **J. Hull, Options, Futures, and Other Derivatives**, capitolele despre acoperirea riscului, contracte futures și modelul Black.
- **Benth, Šaltytė Benth & Koekebakker (2008)**: curbe forward și opțiuni pe piețele de energie electrică.
- **Rapoartele OPCOM**: rezultatele licitațiilor forward, sursa acestui curs — opcom.ro.
- **Acest curs**: cod, date, notebook-uri Jupyter — github.com/danpele/EMQA.
- **ACER (2022)**: evaluarea finală a modelului pieței angro de energie electrică din UE.
- **Exercițiu practic**: notebook-ul Jupyter reproduce toate graficele și cifrele din acest curs — notebooks/.

Bibliografie (1/3)

- ACER (2022). *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*. Ljubljana, April 2022. acer.europa.eu
- Andrei, A.-V., Pele, D.-T. & Cramer, A.-A. (2026). Evaluating intervention effectiveness during extreme price events: A counterfactual analysis of Romania's 2024 energy crisis. *Proceedings of the International Conference on Business Excellence*, 20(1), 84–103. doi:10.2478/picbe-2026-0013
- Benth, F. E., Šaltytė Benth, J. & Koekebakker, S. (2008). *Stochastic Modeling of Electricity and Related Markets*. World Scientific. doi:10.1142/6811
- Bessembinder, H. & Lemmon, M. L. (2002). Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets. *Journal of Finance*, 57(3), 1347–1382. doi:10.1111/1540-6261.00463
- Black, F. (1976). The pricing of commodity contracts. *Journal of Financial Economics*, 3(1–2), 167–179. doi:10.1016/0304-405X(76)90024-6
- Deng, S.-J., Johnson, B. & Sogomonian, A. (2001). Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets. *Decision Support Systems*, 30(3), 383–392. doi:10.1016/S0167-9236(00)00112-3
- Ederington, L. H. (1979). The hedging performance of the new futures markets. *Journal of Finance*, 34(1), 157–170. doi:10.1111/j.1540-6261.1979.tb02077.x
- ENTSO-E (2021). Successful go-live of Interim Coupling, reaching the SDAC enduring phase. Press release, 18 June 2021. entsoe.eu

Bibliografie (2/3)

- Eydeland, A. & Wolyniec, K. (2003). *Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Pricing, and Hedging*. Wiley. wiley.com
- Fama, E. F. & French, K. R. (1987). Commodity futures prices: Some evidence on forecast power, premiums, and the theory of storage. *Journal of Business*, 60(1), 55–73. doi:10.1086/296385
- Hull, J. C. (2022). *Options, Futures, and Other Derivatives*, 11th ed. Pearson. pearson.com
- IPCC (2006). *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Vol. 2 Energy, ch. 2, Table 2.2 (default emission factors). ipcc-nggip.iges.or.jp
- Johnson, L. L. (1960). The theory of hedging and speculation in commodity futures. *Review of Economic Studies*, 27(3), 139–151. doi:10.2307/2296076
- Kroner, K. F. & Sultan, J. (1993). Time-varying distributions and dynamic hedging with foreign currency futures. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 28(4), 535–551. doi:10.2307/2331164
- Longstaff, F. A. & Wang, A. W. (2004). Electricity forward prices: A high-frequency empirical analysis. *Journal of Finance*, 59(4), 1877–1900. doi:10.1111/j.1540-6261.2004.00682.x
- Margrabe, W. (1978). The value of an option to exchange one asset for another. *Journal of Finance*, 33(1), 177–186. doi:10.1111/j.1540-6261.1978.tb03397.x

Bibliografie (3/3)

- OUG 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale (Monitorul Oficial nr. 274, 22 martie 2022); OUG 153/2022 (MACEE). legislatie.just.ro
- Proșcanu, C., Proșcanu, M. & Pele, D. T. (2025). The price elasticity of electricity demand in Romania. *Journal of Social and Economic Statistics*, 14(2), 131–141. doi:10.2478/jses-2025-0009
- Redl, C., Haas, R., Huber, C. & Böhm, B. (2009). Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors. *Energy Economics*, 31(3), 356–364. doi:10.1016/j.eneco.2008.12.001
- Samuelson, P. A. (1965). Proof that properly anticipated prices fluctuate randomly. *Industrial Management Review*, 6(2), 41–49; reprinted in *World Scientific Handbook in Financial Economics* (2015), 25–38. doi:10.1142/9789814566926_0002
- Schwartz, E. S. (1997). The stochastic behavior of commodity prices: Implications for valuation and hedging. *Journal of Finance*, 52(3), 923–973. doi:10.1111/j.1540-6261.1997.tb02721.x
- Toma, F.-M., Dima, D. M., Grecu, R., Pele, D. T. & Lessmann, S. (2026). Energy Financial Risk Meter: Systemic risk in the EU energy sector. SSRN working paper. doi:10.2139/ssrn.6985301
- Weron, R. (2008). Market price of risk implied by Asian-style electricity options and futures. *Energy Economics*, 30(3), 1098–1115. doi:10.1016/j.eneco.2007.05.004

Anexa A: raportul de acoperire cu variață minimă și estimarea lui

$$\frac{\partial}{\partial h}\operatorname{Var}(\Delta S - h\Delta F) = -2\operatorname{Cov}(\Delta S, \Delta F) + 2h\operatorname{Var}(\Delta F) = 0$$

$$\Rightarrow \; h^* = \frac{\operatorname{Cov}(\Delta S, \Delta F)}{\operatorname{Var}(\Delta F)}$$

$$\operatorname{Var}(\Delta S - h^*\Delta F) = \sigma_S^2(1-\rho^2)$$

- A doua derivată, $2\operatorname{Var}(\Delta F) > 0$, deci h^* este un minim.
- h^* este panta OLS a regresiei lui ΔS pe ΔF
  - Varianța HAC (Newey–West, nucleu Bartlett, 3 decalaje).

(Johnson, 1960; Ederington, 1979; Kroner & Sultan, 1993)

- **Bootstrap pe blocuri mobile**
  - Se extrag cu întoarcere blocuri de cîte 6 luni consecutive pînă la n luni; se recalculează h^*; procedura se repetă de 2 000 de ori
  - Intervalul de 95% = percentilele de 2,5% și 97,5%; blocurile păstrează autocorelarea variațiilor lunare
- **Rapoarte de acoperire dinamice**
  - $h_t^* = \operatorname{Cov}_{t-1} / \operatorname{Var}_{t-1}$, dintr-un model GARCH bivariat (cursul 3)

Anexa B: de la un preț forward fără tendință la formula Black-76

$$\frac{dF_t}{F_t} = \sigma\, dW_t \;\Rightarrow\; \ln F_T \sim \mathcal{N}\Big(\ln F_0 - \tfrac{1}{2}\sigma^2 T,\ \sigma^2 T\Big)$$

$$C = e^{-rT}\mathbb{E}\big[(F_T - K)^+\big] = e^{-rT}\big[F_0\Phi(d_1) - K\Phi(d_2)\big]$$

- Intrarea într-un contract forward nu costă nimic, deci în evaluarea neutră la risc tendința lui este zero.
- $\mathbb{E}[F_T \mathbf{1}_{F_T>K}] = F_0\Phi(d_1)$ și $\Pr(F_T > K) = \Phi(d_2)$ (momentele repartiției lognormale).

(Black, 1976; Margrabe, 1978; Schwartz, 1997)

- **Opțiuni pe marjă**
  - Opțiunea de a schimba gazele în energie: formula Margrabe, cu $\sigma^2 = \sigma_P^2 + \sigma_G^2 - 2\rho\sigma_P\sigma_G$
  - Dacă există și un preț de exercitare (de exemplu, costurile variabile ale centralei), în practică se folosește aproximarea Kirk
- **Revenirea la medie**
  - Prețul spot revine la medie; modelul cu un factor al lui Schwartz (1997) dă volatilități forward care scad cu scadența

Anexa C: convenții și factori de conversie

- **Prețurile forward**
  - Un preț de închidere pentru fiecare sesiune OPCOM; volumul tranzacționat, înregistrat pe partea inițiatorului licitației; conversia din lei cu cursul BCE din ziua licitației (ultimul curs disponibil)
  - Numai perioade standard: lună, trimestru, semestru, an calendaristic; în bandă, dacă nu se precizează altfel
- **Spotul realizat**
  - Media prețurilor zilnice în bandă de pe PZU din perioada de livrare (zile CET); se calculează numai dacă toate zilele sînt disponibile
- **Combustibili și carbon**
  - Cărbune de 6 000 kcal/kg = 6,978 MWh termic pe tonă; gaze 0,202 și cărbune 0,341 t CO_2 pe MWh termic (IPCC 2006: 56,1 și 94,6 t/TJ)
  - EUA = media lunară a licitațiilor EEX pînă în ianuarie 2026, apoi titlul SparkChange ETC (raportul licitație/ETC este apropiat de 1 în 2021–2025)
- **Ore**
  - Echivalent orar: un interval de 15 minute contează ca 0,25 h (din 1 octombrie 2025)

(IPCC, 2006; OPCOM; BCE)