

Analiza cantitativă a piețelor de energie

Cursul 1: Piețele de energie și datele lor

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

- Să explicați cum stabilește licitația pentru ziua următoare un preț pentru fiecare oră (acum, pentru fiecare sfert de oră) și cum leagă cuplarea europeană a piețelor România de vecinii săi.
- Să calculați și să interpretați mixul de producție al României pe baza datelor măsurate, precizînd gradul lor de acoperire.
- Să recunoașteți, pe date reale, faptele stilizate ale prețurilor energiei electrice și să alegeți o transformare potrivită atunci cînd prețurile sînt nule sau negative.
- Să utilizați instrumentele de bază ale analizei seriilor de timp și prognoza naivă, reperul pe care orice model trebuie să-l depășească.
- Să analizați cantitativ șase episoade recente, de la seceta din 2025 pînă la noile baterii din Bulgaria, în 2026.

Abrevieri (1/2)

ACER	Agenția Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei
ACF	funcția de autocorelație
ADF	testul Dickey–Fuller augmentat
AIC	criteriul informațional Akaike
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei
AR	model autoregresiv
ARX	model autoregresiv cu variabile exogene
bbl	baril (159 de litri)
BG	Bulgaria (zonă de ofertare)
CEST	ora de vară a Europei Centrale
CET	ora Europei Centrale
CNCAN	Comisia Națională pentru Controlul Activităților Nucleare
DE-LU	zona de ofertare Germania–Luxemburg
DST	ora de vară
ECB	Banca Centrală Europeană
EET	ora Europei de Est (România)
ENTSO-E	Rețeaua europeană a operatorilor de transport și sistem pentru energie electrică
EPEX	bursa de energie EPEX SPOT
EUPHEMIA	algoritmul hibrid paneuropean de integrare a piețelor de energie electrică
EUR	euro
EWMA	medie mobilă ponderată exponențial
GW	gigawatt
HAC	robust la heteroscedasticitate și autocorelație
HU	Ungaria (zonă de ofertare)
HUPX	bursa de energie din Ungaria
IBEX	bursa independentă de energie din Bulgaria
IDA	licitație intrazilnică
IQR	abatere intercuartilică
ISE	Institutul Fraunhofer pentru Sisteme de Energie Solară
JAO	Joint Allocation Office (alocarea capacității pe termen lung)
JB	testul Jarque–Bera

Abrevieri (2/2)

KPSS	testul Kwiatkowski–Phillips–Schmidt–Shin
MA	medie mobilă
MAD	abaterea absolută mediană
MAE	eroarea absolută medie
MMBtu	milion de unități termice britanice
MTU	interval de tranzacționare
MW	megawatt
MWh	megawatt-oră
NEMO	operator desemnat al pieței de energie electrică
OLS	metoda celor mai mici pătrate
OPCOM	operatorul pieței de energie electrică și gaze naturale din România
OTC	tranzacții bilaterale negociate direct
PACF	funcția de autocorelație parțială
PPA	contract de achiziție de energie pe termen lung
PZU	piața pentru ziua următoare
REMIT	Regulamentul UE 1227/2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie
RO	România (zonă de ofertare)
RON	leu românesc
RoR	hidrocentrale pe firul apei
SDAC	cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare
SES	netezire exponențială simplă
SIDC	cuplarea unică a piețelor intrazilnice
SMA	medie mobilă simplă
STL	descompunere sezonieră și de trend prin regresie locală (Loess)
TSO	operator de transport și de sistem
TTF	Title Transfer Facility (hub olandez de gaze)
TWh	terawatt-oră
UE	Uniunea Europeană
USD	dolar american
UTC	timpul universal coordonat
YTD	de la începutul anului

Sursele datelor și perioada analizată

- Burse: operatorul pieței de energie electrică și gaze naturale din România (OPCOM), bursa independentă de energie din Bulgaria (IBEX), bursa de energie din Ungaria (HUPX), European Power Exchange (EPEX SPOT); Rețeaua europeană a operatorilor de transport și de sistem pentru energie electrică (ENTSO-E).

Serie	Frecvență	Sursă	Început
Prețurile pentru ziua următoare: România (RO), Bulgaria (BG), Ungaria (HU), Germania–Luxemburg (DE-LU)	15/60 min	energy-charts.info (Fraunhofer ISE); prețurile burselor de mai sus	2015-01-01
Producția pe surse și consumul, România și Bulgaria	orară	energy-charts.info, ENTSO-E (producția efectivă)	2015-01
Fluxurile fizice transfrontaliere ale României	orară	energy-charts.info, ENTSO-E	2015-01-01
Țiței Brent, contractul futures cel mai apropiat	zilnică	Yahoo Finance (BZ=F)	2015-01-02
Gaze naturale, hubul Title Transfer Facility (TTF)	lunară	Banca Mondială; cursurile de schimb ale Băncii Centrale Europene (ECB)	2015-01

- **Date pînă la 31 octombrie 2026** (ultima lună completă), descărcate la 4 noiembrie 2026
  - „2026, de la începutul anului (YTD)" înseamnă întotdeauna ian.–oct. 2026.
- Valorile lipsă nu se interpolează și nu devin zero, iar gradul de acoperire se raportează mereu.

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §1

Cuprins

- Piețele de energie electrică din România și Europa
  - Cum funcționează licitația pentru ziua următoare
  - Cuplarea piețelor și intervalul de 15 minute
  - Producția de energie electrică în România
- Date din energie și fapte stilizate
- Instrumente de analiză a seriilor de timp
- Studii de caz pe date recente

Prețul de închidere a pieței: intersecția cererii cu oferta

- **Pe scurt:** Vînzătorii și cumpărătorii depun oferte de preț și cantitate; bursa determină prețul la care cantitatea oferită egalează cantitatea cerută, iar toate tranzacțiile acceptate se decontează la acest preț unic.

$$p_t^* = \min\left\{ p : \underbrace{S_t(p)}_{\text{curba ofertei}} \geq \underbrace{D_t(p)}_{\text{curba cererii}} \right\}$$

- **unde**
  - t = sfertul de oră de livrare (ora, pînă în oct. 2025)
  - $S_t(p)$ = oferta la prețuri $\leq p$, cu centralele ordonate după cost (*ordinea de merit*: regenerabile și nuclear la bază, gaze spre vîrf)
  - $D_t(p)$ = cererea la prețuri $\geq p$
  - p_t^* = prețul de închidere a pieței, în euro pe megawatt-oră (EUR/MWh).

- **Conform datelor**: prețul mediu pe piața pentru ziua următoare (PZU), administrată de operatorul pieței (OPCOM), a fost de 137,45 EUR/MWh în ian.–oct. 2026.
- Hidrocentralele cu lac de acumulare ofertează la „valoarea apei" (cost de oportunitate) și fixează adesea prețul în România.
- **Două extreme**
  - Cererea ajunge pe porțiunea abruptă: **salturi de preț (spikes)**
  - Producția inflexibilă și cea solară depășesc cererea: **prețuri negative**

- **În practică:** pe PZU, un furnizor plătește prețul fixat de centrala marginală, nu costul mediu al sistemului.

(Weron, 2014, IJF; Maciejowska, Uniejewski & Weron, 2023, Oxford Res. Enc.)

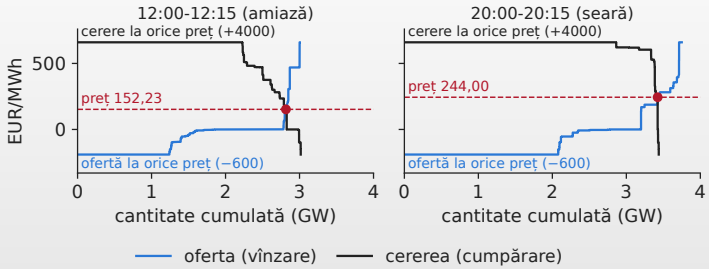
Mecanismul ordinii de merit: cum se formează prețul

- **Oferta**: ofertele de vînzare sînt ordonate de la cea mai ieftină la cea mai scumpă
  - Fiecare producător ofertează în jurul costului marginal, adică al costului unui MWh în plus
  - Ordinea obișnuită: eolian, solar și nuclear (cost marginal aproape zero), hidro pe firul apei, lignit, gaze
  - Hidrocentralele cu lac ofertează la valoarea apei, adică prețul pe care îl așteaptă mai tîrziu pentru aceeași apă
- **Cererea**: ofertele de cumpărare sînt ordonate de la prețul cel mai mare la cel mai mic
  - Cea mai mare parte a consumului se cumpără la orice preț, de aceea curba cererii este aproape verticală
- **Prețul**: îl stabilește ultima ofertă acceptată, cea marginală
  - Toți vînzătorii acceptați primesc acest preț, inclusiv cei cu costuri mai mici
  - Diferența dintre preț și costul lor le acoperă investiția (renta inframarginală)
- **De ce variază prețul**
  - Soarele și vîntul deplasează oferta spre dreapta: prețul scade
  - Cererea de seară sau oprirea unui reactor mută intersecția pe porțiunea abruptă, a centralelor pe gaze: prețul crește

- **În practică:** prețul unui sfert de oră este dat de cea mai scumpă ofertă acceptată, nu de costul mediu al sistemului.

(Weron, 2014, IJF; Maciejowska, Uniejewski & Weron, 2023, Oxford Res. Enc.)

Ordinea de merit pe curbele reale OPCOM, 21 octombrie 2026



Sursa: OPCOM, curbele agregate PZU. Date: 2026-10-21, ora României; cantitățile includ blocurile, ordinele orare și fluxurile nete.

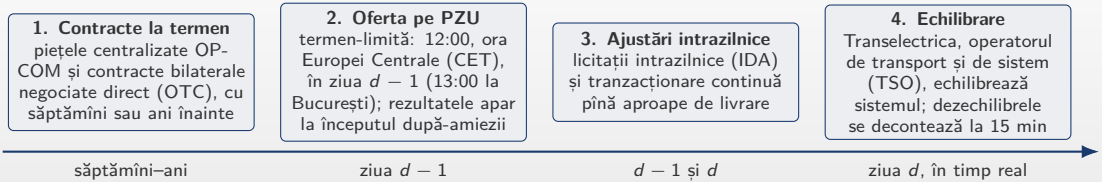
- Aceeași zi, două prețuri: oferta se schimbă cu soarele
  - La amiază: 2 333 MW oferiți la preț zero sau negativ, preț 152,23 EUR/MWh
  - Seara: fără soare, 1 054 MW import net în ofertă, preț 244,00 EUR/MWh

În practică: un consumator care își mută consumul de seara la amiază plătește prețul de închidere mai mic.

(OPCOM, curbele agregate PZU)

EMQA_L1_merit_opcom

Etapele tranzacționării pentru o zi de livrare



- **Ora și moneda**: România folosește ora Europei de Est (EET), cu o oră înaintea CET
  - În cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC), prețurile se exprimă în EUR, iar OPCOM le publică și în lei (RON).
- **De ce contează ordinea**: fiecare etapă o corectează pe cea anterioară
  - Ce nu s-a contractat la termen se cumpără pe PZU, iar ce rămîne neacoperit după piața intrazilnică se decontează ca dezechilibru.

- **În practică:** traderul își acoperă riscul la termen, licitează pe PZU pînă la ora 13:00 (ora Bucureștiului), corectează erorile pe piața intrazilnică și decontează dezechilibrul rămas.

(Maciejowska, Uniejewski & Weron, 2023, Oxford Res. Enc.; OPCOM; Transelectrica)

Instituțiile pieței: operatori, reglementatori, limite de preț, transparență

- **Cine ce face**
  - OPCOM: operatorul desemnat al pieței de energie electrică (NEMO); administrează PZU și piața intrazilnică
  - Transelectrica (TSO): conduce sistemul în timp real și decontează dezechilibrele
  - Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE): stabilește regulile și licențiază participanții
- **Transparență**
  - Regulamentul Uniunii Europene (UE) privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT): informațiile privilegiate se publică fără întîrziere
  - De exemplu, opririle neplanificate ale centralelor mari; asemenea informații influențează prețul PZU
  - Agenția UE pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ACER) supraveghează piața pentru a depista abuzurile
- **Limite de preț**
  - Prețul minim armonizat în SDAC: −500 EUR/MWh; −600 pentru livrările începînd cu 29 mai 2026 (OPCOM)
  - O serie care atinge pragul este cenzurată: prețul de echilibru ar fi fost și mai mic

- **În practică:** citiți mesajele REMIT înainte de a licita
  - O oprire neplanificată anunțată la timp schimbă prețul PZU.

(OPCOM; ANRE; ACER; Regulamentul (UE) 1227/2011)

Cuplarea piețelor: exporturi spre zonele cu prețuri mari, pînă la limita rețelei

- **Pe scurt:** Europa organizează o singură licitație comună pentru ziua următoare; zonele cu prețuri mici exportă către cele cu prețuri mari pînă la atingerea unei limite de rețea și abia atunci prețurile se separă.

$$\max \sum_z \left[\underbrace{\int_0^{d_z} D_z^{-1}}_{\text{valoare}} - \underbrace{\int_0^{s_z} S_z^{-1}}_{\text{cost}} \right] \text{ a.î. } \underbrace{\textbf{flows} \in \mathcal{F}}_{\text{limitele rețelei}}$$

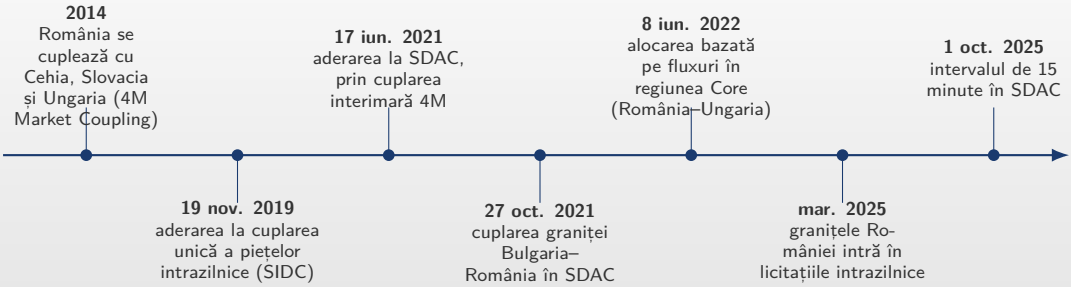
- **unde**
  - z = zona de ofertare
  - d_z, s_z = energia cumpărată, respectiv vîndută în z
  - $\mathcal{F}$ = schimburile fezabile
  - Dacă nicio limită nu este atinsă, $p_z = p_{z'}$, altfel prețurile se separă.

- *Imagine simplificată*: o capacitate pe fiecare graniță
  - Din 8 iunie 2022, la granița România–Ungaria se aplică alocarea *bazată pe fluxuri* din regiunea Core
  - La granița România–Bulgaria se păstrează alocarea capacității pe graniță.
- Prețurile egale nu dovedesc absența congestiilor pe interconexiune
  - O diferență de preț nu arată ce linie și-a atins limita.
- Schimburile programate diferă de fluxurile fizice
  - Drepturile pe termen lung se alocă prin Joint Allocation Office (JAO).

- **În practică:** pe RO–HU, un trader cîștigă din diferența de preț doar cînd interconexiunea este saturată.

(Weron, 2014, IJF; JAO; cuplarea bazată pe fluxuri Core)

Etapele cuplării piețelor pentru România, 2014–2025



- Prețurile se calculează cu algoritmul hibrid paneuropean de integrare a piețelor de energie electrică (EUPHEMIA).
- Fiecare etapă a schimbat datele: vecini noi, produse noi, o rezoluție mai fină
  - Verificați data înainte de a compara perioade.

(comunicate OPCOM 2019–2025; IBEX/OPCOM, 27 oct. 2021; JAO)

Intervalul de tranzacționare de 15 minute, din 1 octombrie 2025

- **Pe scurt:** Intervalul de tranzacționare (MTU) s-a redus de la o oră la 15 minute, așa că numărul intervalelor trebuie convertit în ore echivalente.

$$\bar{p}_d = \frac{1}{M_d} \sum_{m=1}^{M_d} p_{d,m}, \qquad H_y = \sum_{t \in y} \underbrace{\mathbb{1}\{p_t < 0\}}_{\text{1 dacă } p_t<0} \cdot \underbrace{\Delta_t/60}_{\text{durata în ore}}$$

- **unde**
  - $p_{d,m}$ = prețul intervalului m din ziua d
  - M_d = numărul de intervale din zi: 96 din oct. 2025, 24 înainte (± 1 oră la schimbarea orei de vară (DST))
  - $\bar{p}_d$ = *prețul mediu zilnic al energiei în bandă*
  - $\Delta_t \in \{60, 15\}$ = durata intervalului, în minute
  - H_y = numărul de ore echivalente din anul y.

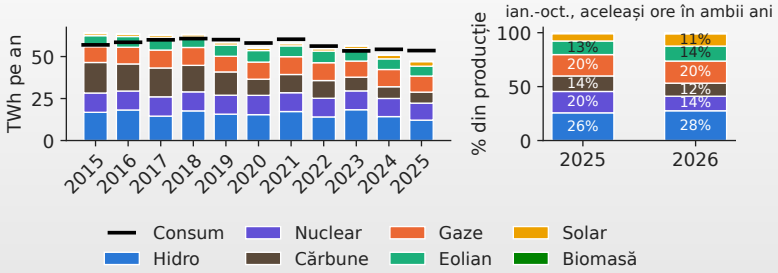
- **Conform datelor**
  - 94 222 de intervale orare pînă în sep. 2025 și 38 020 de sferturi de oră de atunci
  - Ian.–oct. 2026: 687 de sferturi de oră cu preț negativ în România, adică 171,75 h
  - Numărate ca ore, durata ar fi supraevaluată de 4 ori

- **În practică:** întrebați mereu „ore sau sferturi de oră?" înainte de a compara anii între ei.

(OPCOM, 1 oct. 2025)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §1

Mixul de producție al României: hidro, nuclear, gaze, cărbune și solar în creștere



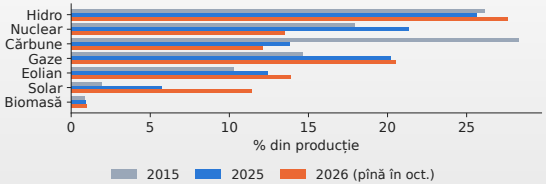
Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); ENTSO-E (date Transelectrica pentru România). Date: 2015-2025 ani completi (stînga); ian.-oct. 2025 și 2026, ore raportate în ambii ani (dreapta); date pînă la 2026-10-31.

- Hidro = centrale pe firul apei (RoR) + centrale cu lac de acumulare, cărbune = lignit + huilă
  - Bara neagră reprezintă consumul, iar deasupra coloanei de producție indică import net
  - Energia este însumată pe orele raportate (acoperire $\geq$ 98,1% în anii completi)
  - Datele solare măsurate pot exclude producția panourilor de pe acoperișuri.

(energy-charts.info; sursa datelor: ENTSO-E)

EMQA_L1_mix_ro_annual

Producția pe surse în România: mai puțin cărbune, mai mult solar, producție nucleară mai mică în 2026



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); ENTSO-E (date Transelectrica pentru România). Date: 2015, 2025 ani complețI; ian.-oct. 2026, ore raportate și în 2025, și în 2026.

- Producția pe cărbune: −63,9% între 2015 și 2025
  - În aceeași perioadă, solarul măsurat a crescut de 2,2 ori.
- Nuclear, ian.–oct. 2026 față de 2025: −31,3% pe orele raportate în ambii ani
  - Limită inferioară: cele 29 de zile neraportate din septembrie sînt excluse.

- **În practică:** cînd lipsește apa sau un reactor, prețul este stabilit de o altă centrală.

(România; energy-charts.info; sursa datelor: ENTSO-E)

EMQA_L1_mix_shares

Structura cursului și modelele studiate

Planul cursului

1. **Piețele de energie și datele lor** (astăzi)
2. Prognoza: modele clasice și modele autoregresive cu variabile exogene (ARX)
3. Volatilitatea
4. Riscul în companiile de energie: preț–volum, flux de numerar la risc, dezechilibre, risc de bază
5. Derivate și acoperirea riscului, inclusiv contractele de achiziție de energie (PPA)
6. Regenerabile, stocare, flexibilitate: canibalizare, prețuri negative, baterii
7. Învățare automată și modele fundaționale pentru prognoză

- **Familii de modele**
  - Fundamentale: curba ofertei, costul combustibilului și al CO_2
  - De formă redusă (revenire la medie, salturi) și statistice
  - Învățare automată și modele hibride
- **Două perspective asupra acelorași date**
  - Univariată: o singură serie lungă de prețuri
  - Multivariată: 24 (acum 96) de serii zilnice, cîte una pe interval
- Orice model trebuie să depășească **prognoza naivă** din secțiunea 3.

În practică: întrebați furnizorul de prognoze din ce familie face parte modelul și cu cît depășește prognoza naivă.

(Weron, 2014, IJF; Ziel & Weron, 2018, ENEECO)

Cuprins

- Piețele de energie electrică din România și Europa
- Date din energie și fapte stilizate
  - Unități de măsură, fusuri orare și date curate
  - Nivelul prețurilor și sezonalitatea
  - Salturi de preț și prețuri negative
  - Distribuția prețurilor și volatilitatea
- Instrumente de analiză a seriilor de timp
- Studii de caz pe date recente

Puterea (MW) și energia (MWh)

- **Pe scurt:** Un megawatt (MW) măsoară puterea, adică ritmul producției sau al consumului; un megawatt-oră (MWh) măsoară cantitatea de energie, de exemplu 1 MW timp de o oră.

$$E = \frac{1}{10^6} \sum_{t \text{ raportat}} \underbrace{P_t \, \Delta_t}_{\text{MWh}} \text{ [TWh]}$$

$$\text{acoperire} = \frac{\text{ore raportate}}{\text{ore din perioadă}}$$

- **unde**
  - P_t = puterea medie în intervalul t (MW)
  - Δ_t = durata intervalului (h)
  - E = energia, în terawați-oră (TWh), $1 \text{ TWh} = 10^6$ MWh.

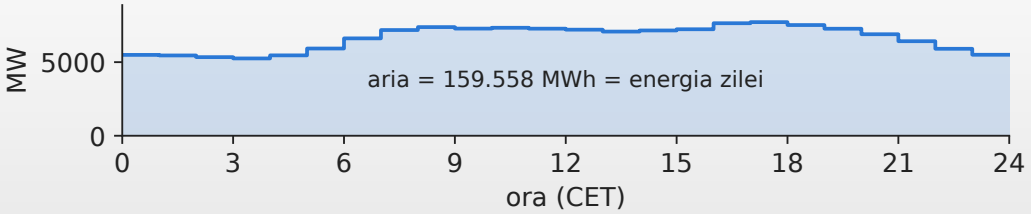
- **Conform datelor**: România a consumat 53,56 TWh în 2025, adică o putere medie de 6,1 gigawați (GW).
- Orele lipsă nu se completează, iar fiecare total are alături gradul de acoperire.
- **Prețuri de referință**
  - În bandă (base): media prețurilor zilei de livrare
  - De vîrf (peak): prețul mediu 08:00–20:00, luni–vineri
- Gazele și țițeiul se cotează în dolari americani (USD) pe milion de unități termice britanice (MMBtu), respectiv pe baril (bbl)
  - Conversia în EUR/MWh: Anexa G.

- **În practică:** un contract de 10 MW în bandă înseamnă 240 MWh livrați pe zi.

(energy-charts.info; Banca Mondială)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §1

O zi de consum în România: puterea în MW, energia în MWh



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); ENTSO-E (date Transelectrica pentru România). Date: România, consumul din 2026-10-28 (zi CET, 24 de valori orare).

- **Curba** arată puterea: cît consumă țara în fiecare oră (MW)
  - Minimum 5 253 MW la ora 3:00, maximum 7 719 MW la ora 17:00 (CET)
- **Aria colorată** este energia: 159 558 MWh pe 28 octombrie 2026
  - 24 de ore × o putere medie de 6 648 MW

În practică: un furnizor cumpără energie (MWh), iar rețeaua trebuie să acopere puterea de vîrf (MW).

(România; energy-charts.info; sursa datelor: ENTSO-E)

EMQA_L1_day_load

Pregătirea datelor (1): ziua de livrare, schimbarea orei și a zonei

- **Fusuri orare**: marcajele temporale din datele brute sînt în timpul universal coordonat (UTC)
  - Statisticile zilnice folosesc ziua de livrare din SDAC, în ora Europei Centrale (CET) sau, vara, în ora de vară a Europei Centrale (CEST)
  - O zi UTC ar muta una sau două ore în ziua greșită.
- **Schimbarea orei**: ultima duminică din martie are 23 de ore, ultima duminică din octombrie are 25
  - Mediile zilnice folosesc intervalele care există efectiv.
- **Schimbarea zonei**: Germania–Austria–Luxemburg a fost o singură zonă de ofertare pînă la 30 sep. 2018
  - Seria noastră le îmbină la acea dată.
- Fiecare grafic și fiecare cifră pot fi reproduse în notebook-ul Jupyter al cursului
  - Un singur grafic, marcat ca atare, folosește date simulate (zgomot alb, mers aleator).

(Lago, Marcjasz, De Schutter & Weron, 2021, APEN)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §1

Pregătirea datelor (2): zile lipsă și rupturi de serie

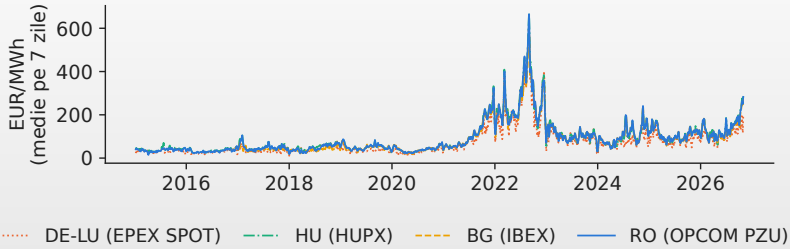
- **Zile lipsă**: sursa (energy-charts.info, care republică prețurile OPCOM și ale bursei independente de energie din Bulgaria (IBEX) raportate la ENTSO-E) nu are preț pentru unele zile și nu indică motivul
  - România: 5 zile (21 septembrie 2015, 20 decembrie 2015, 21 decembrie 2015, 31 decembrie 2017, 17 august 2018)
  - Bulgaria: seria începe la 31 octombrie 2016, deși bursa IBEX organizează piața pentru ziua următoare din 19 ianuarie 2016, și mai lipsesc 15 zile pînă la 31 decembrie 2016
  - Aceste zile nu se completează, iar variația zilnică nu se calculează peste un gol.
- **Schimbarea contractului futures**: seria Brent poate prezenta un salt la trecerea la contractul următor
  - Aceste zile sînt excluse din statisticile randamentelor.

- **În practică:** la un furnizor, cele mai multe erori de prognoză apar la prelucrarea datelor (fus orar greșit, goluri completate), nu în model.

(Lago, Marcjasz, De Schutter & Weron, 2021, APEN)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §1

Prețurile au crescut puternic în 2021–2022 și nu au mai revenit la vechiul nivel



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); prețurile burselor OPCOM, IBEX, HUPX, EPEX SPOT, prin ENTSO-E. Date: 2015-01-01 - 2026-10-31 (BG din 2016-10-31).

- Maximul zilnic din România: 738,28 EUR/MWh, la 30 august 2022
  - RO, BG și HU evoluează împreună (piețe cuplate), iar Germania este mai ieftină din 2023.

- **În practică:** un consumator industrial care își face bugetul cu prețurile de dinainte de 2021 le subestimează de două-trei ori.

(energy-charts.info; prețuri: OPCOM, IBEX, HUPX, EPEX SPOT)

EMQA_L1_prices_daily_4zones

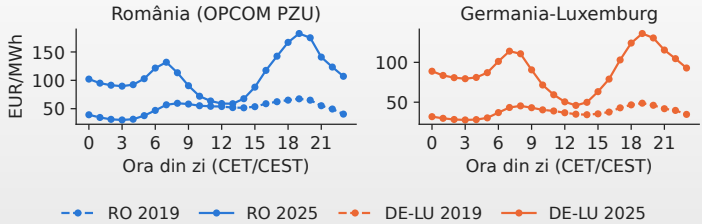
Volatilitatea crește odată cu nivelul prețului

Media, EUR/MWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 YTD
RO	46,4	50,4	39,5	111,4	265,3	103,7	103,5	108,2	137,4
BG	39,9	47,5	39,3	108,7	252,8	103,8	102,5	106,9	129,9
HU	51,0	50,4	39,0	113,8	271,7	106,8	100,8	108,5	141,0
DE-LU	44,5	37,7	30,5	96,8	235,5	95,2	78,5	89,3	114,0
Volatilitate: abaterea standard a variațiilor zilnice ale prețului									
RO	10,9	11,5	8,6	25,2	58,9	26,3	32,4	24,4	31,6
BG	13,6	12,8	9,8	23,6	56,6	26,2	31,5	23,9	28,2
HU	9,2	9,2	8,5	24,8	56,6	25,0	34,7	25,3	32,6
DE-LU	11,5	11,9	11,5	34,4	65,3	30,3	31,4	28,3	36,0

- Culoarea, pe fiecare rînd: verde = valoarea minimă, roșu = valoarea maximă (2026 YTD = ian.–oct. 2026).
- 2026 YTD: România 137,45 EUR/MWh, față de 105,88 EUR/MWh în ian.–oct. 2025 (+29,8%).
- **În practică:** garanțiile pentru PZU cresc odată cu prețul: la 200 EUR/MWh piața fluctuează mult mai mult decît la 50.

(energy-charts.info; calcule proprii)

Producția solară a mutat minimul zilnic al prețului la amiază



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); prețurile burselor OPCOM, IBEX, HUPX, EPEX SPOT, prin ENTSO-E. Date: anii 2019 și 2025, date orare.

- Între 2019 și 2025, ora cu prețul minim s-a deplasat din timpul nopții către amiază
  - 2025: minimul la ora 13:00 (58,8 EUR/MWh în România), vîrful de seară la 182,5
  - Raportul seară/amiază a urcat de la 1,30 la 3,11: „curba în formă de rață" (duck curve).

- **În practică:** venitul unei baterii provine din această diferență dintre amiază și seară, valorificată o dată sau de două ori pe zi.

(energy-charts.info; prețuri orare PZU)

EMQA_L1_profile_intraday

Sezonalitatea săptămînală: prețuri mai mici la sfîrșit de săptămînă

⊡ **Pe scurt:** În weekend, fabricile și birourile consumă mai puțin, sînt necesare mai puține centrale și prețul scade.

$$\hat{s}_j = \frac{1}{W}\sum_{w=1}^{W}\Big(\underbrace{p_{w,j}}_{\text{ziua } j \text{ din săptămîna } w} - \underbrace{\tfrac{1}{7}\textstyle\sum_{i=1}^{7} p_{w,i}}_{\text{media săptămînii } w}\Big)$$

⊡ **unde**

- j = ziua săptămînii
- W = numărul de săptămîni complete
- $\hat{s}_j$ = abaterea medie a zilei j față de media săptămînii din care face parte (EUR/MWh)
- Scăderea mediei săptămînale elimină salturile de nivel, ca în 2022.

⊡ **Conform datelor**: 199 de săptămîni, 2 ianuarie 2023 – 25 octombrie 2026.

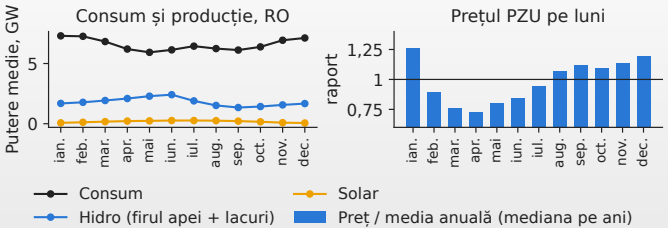
	Lu	Ma	Mi	Jo	Vi	Sî	Du
RO	9,1	12,7	12,6	10,4	3,4	−17,5	−30,7
DE-LU	7,0	11,0	11,6	7,9	3,3	−15,8	−25,1

⊡ Duminica, în România: $\hat{s}_{\text{Du}} = -30{,}7$ EUR/MWh față de media săptămînii.

⊡ **În practică:** un consumator industrial își poate muta consumul flexibil (mentenanță, pompare, încărcare) duminica, reducîndu-și astfel costurile cu energia.

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §3

Profilul sezonier al prețurilor, al consumului și al producției hidro



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); prețurile burselor OPCOM, IBEX, HUPX, EPEX SPOT, prin ENTSO-E. Date: medii lunare 2016-2025.

- Prețul raportat la media anuală: maxim în ianuarie (1,26), minim în aprilie (0,72)
  - Consumul este maxim în ianuarie–februarie și minim în mai
  - Producția hidro atinge maximul în iunie (topirea zăpezii).

- **În practică:** un producător hidro economisește apa din lacuri primăvara, cînd energia este ieftină, pentru a o turbina iarna și la sfîrșitul verii.

(energy-charts.info; medii lunare 2016–2025)

EMQA_L1_profile_annual

Salturile de preț: definiție și numărul de ore pe an

- **Pe scurt:** Un salt de preț (spike) apare într-un interval în care prețul depășește cu mult nivelul obișnuit al anului respectiv.

$$p_t > \underbrace{Q_{3,y}}_{\text{percentila 75}} + 3 \cdot \underbrace{(Q_{3,y} - Q_{1,y})}_{\text{abaterea intercuartilică (IQR)}}$$

- **unde**
  - $Q_{1,y}, Q_{3,y}$ = percentilele 25 și 75 ale prețurilor din anul y, ponderate cu durata intervalului (un interval de 15 min are un sfert din ponderea unui interval orar)
  - Percentilele sînt robuste, deci salturile abia mișcă pragul.

Anul	Prag RO	RO h	DE-LU h
2020	109	54,00	30,00
2021	394	69,00	280,00
2022	873	4,00	4,00
2023	292	38,00	13,00
2024	274	276,00	72,00
2025	285	120,00	88,75
2026	427	39,25	32,25

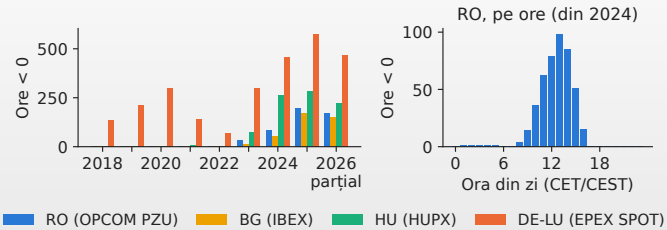
- Cel mai mare preț din România în datele noastre: 1021,61 EUR/MWh, la 3 septembrie 2024, ora 19:00 CEST.

- **În practică:** un furnizor cu contracte la preț fix își poate pierde cea mai mare parte a marjei anuale în cîteva zeci de ore cu salturi de preț, motiv pentru care își acoperă riscul.

(Janczura, Trück, Weron & Wolff, 2013, ENEECO)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §4

Prețurile negative au apărut în România în 2023 și au devenit frecvente



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); prețurile burselor OPCOM, IBEX, HUPX, EPEX SPOT, prin ENTSO-E. Date: 2018 - 2026-10-31; un interval de 15 min = 0,25 h.

- Primul preț negativ în România: 21 mai 2023
  - Din 2024, 91,1% din orele cu preț negativ cad între 10:00 și 16:00, iar 83,9% în weekend
  - Barele sînt în ore echivalente.

- **În practică:** un parc solar fără stocare își vinde o mare parte din producție în cele mai ieftine ore ale anului (cursul 6).

(energy-charts.info; numărare proprie, 15 min = 0,25 h)

EMQA_L1_negative_prices

Prețurile negative, numărate corect: ore echivalente

Zona	2022	2023	2024	2025	2026 YTD	ian.–oct. 2025	2026: intervale 15 min
RO	0	32	85	196	171,75	196	687
BG	0	11	55	170	152,25	170	609
HU	0	74	262	281	223,50	281	894
DE-LU	69	301	457	574,75	465	574,75	1 860

- Ore cu preț PZU negativ; nuanța mai închisă = mai multe ore; ultima coloană: sferturi de oră cu preț negativ (= 4 × orele echivalente).

- România nu a avut niciunul înainte de 2023
  - Germania a avut în fiecare an (centrale inflexibile și vînt).
- RO, BG și HU evoluează împreună (cuplare), dar din 2023 Ungaria are mai multe ore cu preț negativ.
- ian.–oct. 2026: România 171,75 h, față de 196,00 h cu un an înainte
  - Creșterea nu este automată (studiul de caz d).

- **În practică:** în rapoartele către conducere scrieți „687 de sferturi de oră (171,75 h)", nu un număr fără unitate.

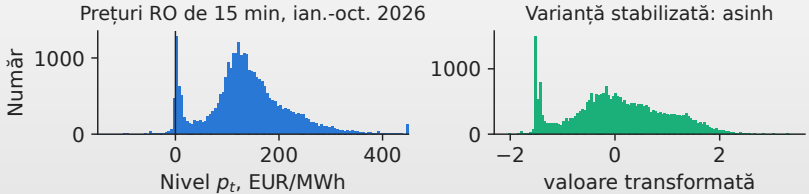
(energy-charts.info; calcule proprii)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §4

Transformări pentru prețuri nule sau negative: diferențe și asinh

- **Pe scurt:** Variațiile procentuale presupun un preț pozitiv, dar asinh este definită pentru orice semn.

$$y_t = \operatorname{asinh}(x_t) = \ln\left(x_t + \sqrt{x_t^2 + 1}\right), \quad x_t = \frac{p_t - \tilde{p}}{\widehat{\mathrm{MAD}}}, \quad \operatorname{asinh}(x) \approx \operatorname{sign}(x)\ln(2|x|) \text{ pentru } |x|$$



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); prețurile burselor OPCOM, IBEX, HUPX, EPEX SPOT, prin ENTSO-E. Date: toate intervalele de 15 min, 2026-01-01 - 2026-10-31.

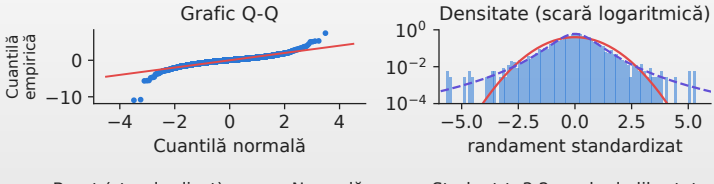
- $\tilde{p}$ = mediana, $\widehat{\mathrm{MAD}}$ = abaterea absolută mediană (MAD) $\times 1{,}4826$.
- ian.–oct. 2026: 1 189 din 29 184 de sferturi de oră cu preț ≤ 0 (502 exact 0)
  - Asimetria 1,19 $\rightarrow$ 0,13, excesul de aplatizare (kurtosis) 6,73 $\rightarrow -0{,}55$.

(Uniejewski, Weron & Ziel, 2018, IEEE TPWRS)

EMQA_L1_asinh_ro

Cozi groase: variațiile extreme ale țițeiului sînt mult mai frecvente

⊡ **Pe scurt:** „Cozi groase": zilele cu variații foarte mari apar mult mai des decît permite clopotul lui Gauss.



Sursa: Yahoo Finance (BZ=F). Date: 2015-01-05 - 2026-10-30.

⊡ Randamente logaritmice zilnice Brent, fără cele 141 de zile de schimbare a contractului
- ▶ Peste 4 abateri standard: 16 observate, 0,18 așteptate sub normalitate, exces de aplatizare (kurtosis) 13,98 (testul Jarque–Bera (JB): Anexa F).

⊡ **În practică:** un buget de combustibil bazat pe legea normală subestimează zilele de criză (cursul 4).

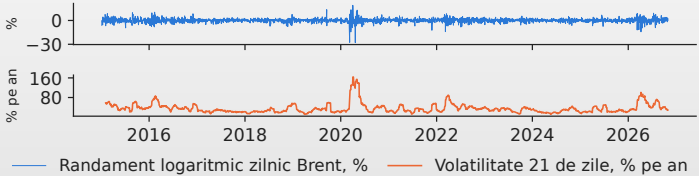
(Jarque & Bera, 1980, Econ. Letters; Yahoo Finance BZ=F)

EMQA_L1_tails_brent

Perioadele calme și cele agitate apar grupat

- **Pe scurt:** O variație mare azi face probabilă o altă variație mare, indiferent de sens.

$$Q(m) = T(T+2)\sum_{k=1}^{m} \frac{\hat{\rho}_k^2}{T-k} \sim \chi^2_m \quad \text{(Ljung–Box)}$$



Sursa: Yahoo Finance (BZ=F). Date: 2015-01-05 - 2026-10-30.

- Brent: $Q_{10}(r) = 28{,}1$, dar $Q_{10}(r^2) = 506{,}9$ (valoarea critică la 5%: 18,31)
  - Memorie slabă pentru sensul variațiilor, puternică pentru mărimea lor.

- **În practică:** după un șoc, limitele de risc rămîn mai largi săptămîni, nu zile (cursul 3).

(Ljung & Box, 1978, Biometrika)

EMQA_L1_volclust_brent

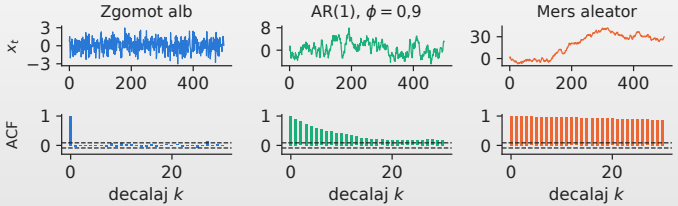
Cuprins

- Piețele de energie electrică din România și Europa
- Date din energie și fapte stilizate
- Instrumente de analiză a seriilor de timp
  - Staționaritate și autocorelație
  - Teste de rădăcină unitară, descompunere și netezire
- Studii de caz pe date recente

Staționaritatea slabă: medie, varianță și autocovarianțe constante

- **Pe scurt:** Slab staționară: media, dispersia și memoria la fiecare decalaj k sînt aceleași în orice perioadă.

$$\mathbb{E}X_t = \mu, \quad \text{Var}\, X_t = \gamma_0, \quad \text{Cov}(X_t, X_{t-k}) = \gamma_k \quad \text{pentru orice } t$$



DATE SIMULATE (doar pentru ilustrare) Sursa: simulare, numpy, seed = 20261104. Date: T = 500, șocuri N(0,1).

- Zgomot alb, un model autoregresiv (AR) de ordinul 1, AR(1), cu $\phi = 0{,}9$, un mers aleator
  - AR(1) revine la medie; șocurile mersului aleator sînt permanente: autocorelația 0,96 la decalajul 10

- **În practică:** un preț mediu istoric este o prognoză numai dacă seria este staționară.

(Hyndman & Athanasopoulos, 2021, OTexts)

EMQA_L1_sim_wn_ar_rw

Autocorelația: dependența prețului de azi de prețurile anterioare

- **Pe scurt:** Autocorelația de ordinul k este corelația dintre serie și aceeași serie decalată cu k perioade.

$$\hat{\rho}_k = \frac{\sum_{t=k+1}^{T}(x_t - \bar{x})(x_{t-k} - \bar{x})}{\sum_{t=1}^{T}(x_t - \bar{x})^2}$$

- Banda de încredere pentru zgomot alb: $\pm 1{,}96/\sqrt{T}$.
- Banda Bartlett la decalajul k: $\pm 1{,}96\sqrt{(1 + 2\sum_{j<k}\hat{\rho}_j^2)/T}$, valabilă dacă autocorelația teoretică este nulă după decalajul $k-1$.
- Funcția de autocorelație parțială (PACF): memoria la decalajul k, după eliminarea efectului decalajelor mai mici.

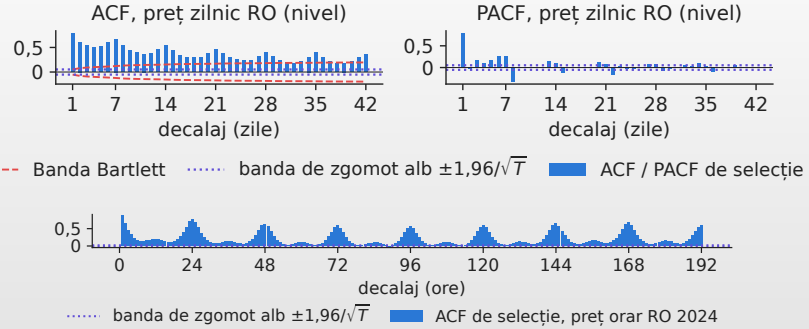
- **Patru reguli de interpretare**
  - Scădere lentă de la valori apropiate de 1: persistență sau rădăcină unitară; testați
  - Scădere geometrică, PACF se anulează după p decalaje: un model AR(p)
  - Vîrfuri la decalajele 7, 14 (zile) sau 24, 168 (ore): sezonalitate
  - Toate valorile în bandă: nicio memorie liniară (verificați și x_t^2)

- **În practică:** prognoza unui furnizor pentru ziua de mîine pornește de la „aceeași zi din săptămîna trecută”: $\hat{\rho}_7 = 0{,}672$ în România, din 2023.

(Hyndman & Athanasopoulos, 2021; Ljung & Box, 1978)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §6

Autocorelația prețurilor la decalaje de o zi și de o săptămînă



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); prețurile burselor OPCOM, IBEX, HUPX, EPEX SPOT, prin ENTSO-E. Date: sus: 2023-01-01 - 2026-10-31, T = 1400; jos: 2024, date orare, T = 8784.

- Date zilnice, 1 ianuarie 2023 – 31 octombrie 2026: $\hat{\rho}_1 = 0{,}789$, $\hat{\rho}_7 = 0{,}672$, PACF $\hat{\alpha}_7 = 0{,}257$
  - Date orare, 2024: $\hat{\rho}_{24} = 0{,}776$, $\hat{\rho}_{168} = 0{,}681$.

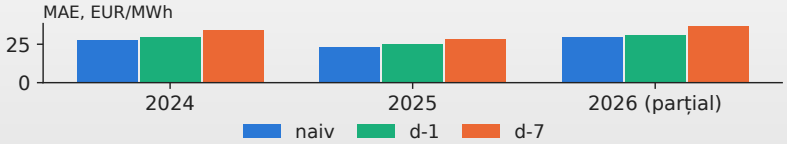
(Ziel & Weron, 2018, ENEECO)

EMQA_L1_acf_pacf_ro_daily EMQA_L1_acf_ro_hourly

Prognoza naivă ca model de referință

- **Pe scurt:** Mîine, fiecare oră costă cît a costat azi (după weekend: ca săptămîna trecută).

$$\hat{p}_{d,h} = \begin{cases} p_{d-1,h} & d = \text{Ma–Vi} \\ p_{d-7,h} & d = \text{Lu, Sî, Du} \end{cases}, \qquad \mathrm{MAE} = \frac{1}{n}\sum_{d,h} |p_{d,h} - \hat{p}_{d,h}|$$



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); prețurile burselor OPCOM, IBEX, HUPX, EPEX SPOT, prin ENTSO-E. Date: prețuri PZU orare, 2024-01 - 2026-10.

- Eroarea absolută medie (MAE), România, 2025: 22,9 EUR/MWh, la un preț mediu de 108,2
  - Regula zi lucrătoare/weekend bate ambele decalaje simple în 7 din 8 ani (Anexa E).

- **În practică:** înainte de a plăti un serviciu de prognoză, cereți-i MAE alături de acest reper.

(Nogales et al., 2002, IEEE TPWRS; Weron, 2014, IJF; Lago et al., 2021, APEN)

EMQA_L1_naive_bar

Persistența șocurilor: două teste cu ipoteze opuse

- **Pe scurt:** Un test pornește de la ipoteza „șocurile sînt permanente” și caută o revenire la medie; celălalt pornește de la „seria este stabilă” și caută o derivă lentă.

$$\Delta x_t = \alpha + \underbrace{\gamma\, x_{t-1}}_{\text{revenirea la medie}} + \underbrace{\sum\nolimits_j \delta_j \Delta x_{t-j}}_{\text{decalaje}} + u_t$$

H_0:	KPSS nerespinsă	KPSS respinsă
ADF respinsă	staționar	conflict
ADF nerespinsă	neconcludent	răd. unitară*

- **unde**
  - Testul Dickey–Fuller augmentat (ADF): $H_0 : \gamma = 0$ (rădăcină unitară), $\hat{\gamma}/\mathrm{se}$ comparat cu valorile critice Dickey–Fuller (circa $-2{,}86$ la 5%), decalajele p alese după criteriul informațional Akaike (AIC)
  - Testul Kwiatkowski–Phillips–Schmidt–Shin (KPSS): H_0 = serie staționară, respinsă la valori mari (0,463 la 5%)
  - Formulele complete: Anexa A.

- *Compatibil cu o rădăcină unitară, dar nu este o dovadă: testul ADF are putere redusă în cazul revenirii lente la medie, iar rupturile de nivel (2022) favorizează nerespingerea rădăcinii unitare.

- **În practică:** dacă șocurile pot fi permanente, un furnizor nu își poate baza bugetul pe „revenirea la normal”.

(Dickey & Fuller, 1979, JASA; Kwiatkowski et al., 1992, J. Econometrics)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §7

Rezultatele testelor ADF și KPSS pe serii: niveluri și variații

Seria	Perioada	T	ADF	p	KPSS	p	Verdict
Preț RO, nivel	2015–2026	4 317	−2,71	0,073	3,645	<0,01	rădăcină unitară*
Preț RO, variație zilnică	2015–2026	4 312	−14,81	<0,001	0,045	>0,10	staționar
Preț DE-LU, nivel	2015–2026	4 322	−3,54	0,007	3,441	<0,01	conflict
Brent, logaritmul prețului	2015–2026	2 976	−2,19	0,212	3,820	<0,01	rădăcină unitară*
Brent, randament logaritmic	2015–2026	2 975	−10,79	<0,001	0,049	>0,10	staționar
Hidro RO, desezonalizat	2015–2025	132	−4,19	<0,001	0,354	0,097	staționar

- *Compatibil cu o rădăcină unitară (ipoteză nerespinsă); nu este o dovadă.

- **Nivelurile** RO și Brent sînt compatibile cu o rădăcină unitară, **variațiile** sînt staționare.
- Germania: ambele teste își resping ipoteza nulă (conflict): revenire la medie și saltul de nivel din 2021–2022.
- Seria hidro este testată după scăderea mediilor lunare (serie sezonieră)
  - Prețul din România numai din 2023: ADF $p = 0{,}361$, KPSS 1,039.

- **În practică:** modelați *variațiile* prețului (sau prețul transformat) și includeți explicit sezonalitatea.

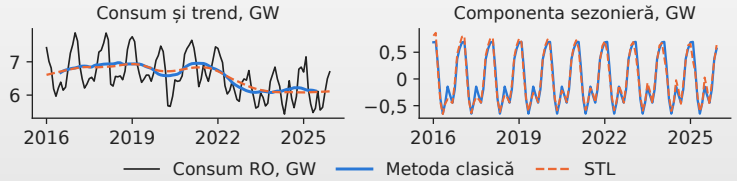
(calcule proprii; numai constantă; decalaje ADF după AIC; prag de 5%)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §7

Descompunerea: trend, sezonalitate și componenta reziduală

⊡ **Pe scurt:** Descompunerea sezonieră și de trend prin regresie locală (STL) lasă sezonul să evolueze.

$$x_t = T_t + S_t + R_t \qquad \text{(trend + sezon + rest)}$$



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); ENTSO-E (date Transelectrica pentru România). Date: 2016-01 - 2025-12, consum mediu lunar.

⊡ Consumul României față de trend: ian. +0,69, feb. +0,69, mai −0,65 GW
- Amplitudinea STL: 1,52 → 1,27 GW, ponderile mediei mobile (MA): Anexa B.

⊡ **În practică:** Transelectrica și furnizorii planifică lunar capacitățile cu indici sezonieri.

(Cleveland et al., 1990, JOS; Hyndman & Athanasopoulos, 2021)

EMQA_L1_decomp_load

Netezirea exponențială: ponderi mai mari pentru observațiile recente

- **Pe scurt:** Nivelul netezit: medie ponderată a valorilor trecute, cu ponderi care scad geometric.

$$\ell_t = \underbrace{\alpha x_t}_{\text{informația nouă}} + \underbrace{(1-\alpha)\ell_{t-1}}_{\text{memoria}}, \qquad \alpha = 1 - 2^{-1/h}$$



Sursa: Yahoo Finance (BZ=F). Date: 2024-01-02 - 2026-10-30.

- h = timpul de înjumătățire (zile), deci media mobilă ponderată exponențial (EWMA) are $\alpha = 0{,}067$
  - Ponderea optimă a netezirii exponențiale simple (SES): 0,948, practic ultimul preț.

- **În practică:** EWMA este un bun preț de referință în contracte, dar o prognoză slabă.

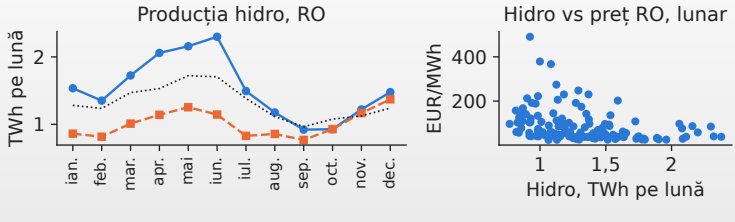
(Hyndman & Athanasopoulos, 2021, OTexts, ch. 8)

EMQA_L1_smooth_brent

Cuprins

- Piețele de energie electrică din România și Europa
- Date din energie și fapte stilizate
- Instrumente de analiză a seriilor de timp
- Studii de caz pe date recente
  - (a) Producția hidro în 2023 și 2025
  - (b) Șocul petrolier din iunie 2025
  - (c) Separarea regională a prețurilor în vara lui 2024
  - (d) Prețurile negative și energia solară
  - (e) Evoluția pieței în 2026
  - (f) România, Bulgaria și bateriile

Studiul de caz (a): producția hidro în 2025, cu o treime sub 2023



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); ENTSO-E (date Transelectrica pentru România). Date: lunar, 2015-01 - 2025-12.

- Hidro: 18,34 TWh în 2023 (maximul din 2015) și 12,15 TWh în 2025 (minimul), $-$**33,8%**
  - 2025 față de media 2015–2025 (15,85 TWh): $-23{,}3\%$.
- România a trecut de la export net ($-3{,}06$ TWh) la import net ($+3{,}76$ TWh)
  - Compatibil cu lipsa apei, dar s-au schimbat și nuclearul, cererea și prețurile vecinilor.

În practică: producția unei companii hidro și factura unui importator net depind de ploaie.

(energy-charts.info; sursa datelor: ENTSO-E)

EMQA_L1_hydro_case

Studiul de caz (a): în lunile mai ploioase, prețurile din România sînt mai mici

⊡ **Pe scurt:** Cu gazele la preț fix, lunile cu mai multă apă au avut prețuri mai mici: o asociere, nu un efect cauzal.

$$p_m = \beta_0 + \underbrace{\beta_1 \,\mathrm{Hydro}_m}_{\text{apa}} + \underbrace{\beta_2 \,\mathrm{TTF}_m}_{\text{costul gazelor}} + u_m$$

⊡ **unde**

- p_m = prețul mediu PZU în luna m (EUR/MWh)
- Hydro_m = producția hidro (TWh)
- TTF_m = prețul gazelor pe hubul olandez (EUR/MWh)
- Estimare prin metoda celor mai mici pătrate (OLS), cu erori standard robuste la heteroscedasticitate și autocorelație (HAC), 6 decalaje.

2015–2025	$\hat{\beta}$	e.s.	t
Constantă	44,80	10,21	4,39
Hydro	−19,55	7,02	−2,78
TTF	1,89	0,06	34,16

⊡ Un TWh hidro în plus într-o lună: în medie, −19,55 EUR/MWh, la același preț al gazelor.

⊡ Atenție: prețurile energiei și ale gazelor au trend (secțiunea 3), deci fără cointegrare regresia poate fi spurioasă

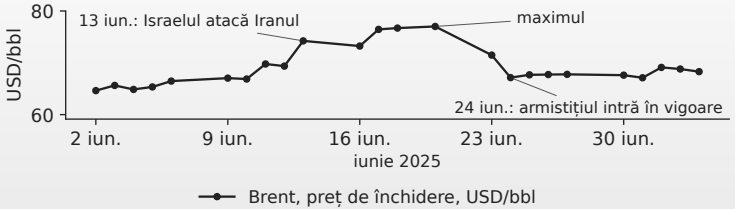
- $R^2 = 0{,}941$ nu este o dovadă
- Cointegrarea se testează în cursul 2.

⊡ **În practică:** producătorii hidro și traderii urmăresc nivelul lacurilor ca indicator anticipativ al prețului PZU.

(estimare proprie; erori standard Newey–West)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §10a

Studiul de caz (b): creșterea Brent cu 7% într-o zi și revenirea



Sursa: Yahoo Finance (BZ=F). Date: 2025-06-02 - 2025-07-04, zile de tranzacționare.

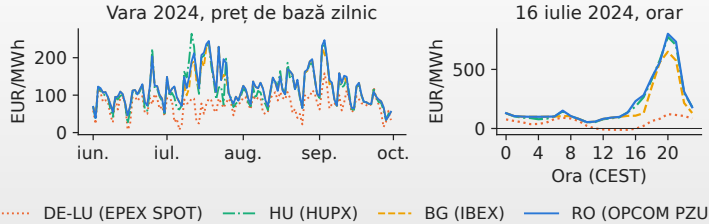
- Prețul de închidere: 12 iunie 2025 69,36 → 13 iunie (Israelul atacă Iranul) 74,23, adică $+$**7,0%** (4,3 abateri standard ale randamentelor zilnice din 2024)
  - Maximul: 77,01, la 20 iunie 2025
  - 24 iunie, cu armistițiul în vigoare: 67,14, adică $-$**12,8%** față de maxim și $-$3,2% față de 12 iunie.

- **În practică:** un cumpărător de combustibil și-a acoperit riscul la maximul din 20 iunie
  - Patru zile mai tîrziu, piața era mult sub prețul fixat.

(Yahoo Finance, Brent BZ=F)

EMQA_L1_iran_brent

Studiul de caz (c): în iulie 2024, România a plătit dublul prețului din Germania



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); prețurile burselor OPCOM, IBEX, HUPX, EPEX SPOT, prin ENTSO-E. Date: 2024-06-01 - 2024-09-30 zilnic (stînga); 2024-07-16 orar (dreapta).

- Mediile din iulie 2024: RO 145,14, BG 136,47, HU 135,54, DE-LU 67,70 EUR/MWh
  - 16 iulie: diferența RO–DE-LU, 162,87
  - Vîrful orar din România, 801,62 la ora 20:00, în timp ce DE-LU avea −11,48 la ora 14:00.

- **În practică:** pentru cumpărătorii din sud-estul Europei, serile verilor caniculare și secetoase reprezintă principalul risc de preț.

(energy-charts.info; prețuri PZU zilnice și orare)

EMQA_L1_separation_2024

Studiul de caz (c): orele de seară, canicula și congestia rețelei

- Prețuri egale (diferență sub 0,01 EUR/MWh) în orele din iulie: RO–BG 86,8%, RO–HU 6,3%, RO–DE-LU 3,1%
  - Rețeaua spre Europa Centrală era la limita capacității
  - Elementul de rețea saturat nu poate fi identificat numai din prețuri.
- După apus, producția solară dispare, iar aerul condiționat menține cererea ridicată
  - Regiunea trebuie să importe exact atunci.
- Producția hidro în iulie–august: 1,94 TWh în 2024, față de 2,67 TWh în 2023
  - Importul net mediu: 737 MW, față de 66 MW.
- Vîrful verii: prețul zilnic din România, 246,89 EUR/MWh, la 3 septembrie 2024 (DE-LU 158,39)
  - Prețul orar, 1021,61 la ora 19:00 CEST, cel mai mare preț orar din România în datele noastre.

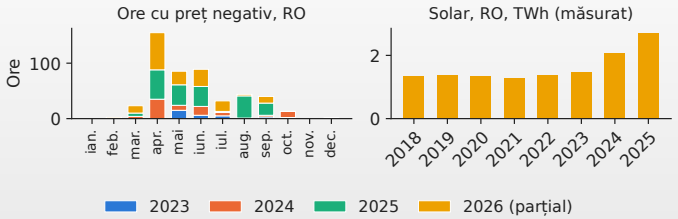
(energy-charts.info; fluxuri fizice ENTSO-E)

Concluzii pentru modelare

- Prețurile piețelor cuplate sînt egale numai cît timp rețeaua nu este la limită.
- Modelați prețul din România cu factori regionali: hidro, solar, consumul din sud-estul Europei.
- Tratați diferența față de Germania ca variabilă separată, dependentă de regim.

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §10c

Studiul de caz (d): prețurile negative apar mai ales primăvara



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); prețurile burselor OPCOM, IBEX, HUPX, EPEX SPOT, prin ENTSO-E. Date: ian. 2023 - 2026-10-31 (stînga); 2018-2025 (dreapta).

- Din 2023, lunile aprilie și mai concentrează 49,6% din orele cu preț negativ din România (iunie–august: 34,0%)
  - Producția solară măsurată: 1,46 TWh (2023) → 2,72 TWh (2025), 4,33 TWh în ian.–oct. 2026.

- **În practică:** cele mai ieftine ore sînt cele de la amiază, în weekendurile de primăvară
  - Atunci se încarcă bateriile, iar industria își poate programa consumul flexibil.

(energy-charts.info; sursa datelor: ENTSO-E)

EMQA_L1_negative_solar

Studiul de caz (d): factorii asociați zilelor cu prețuri negative

- **Pe scurt:** Descriem condițiile efectiv înregistrate în zilele cu cel puțin un sfert de oră cu preț negativ; modelul descrie condițiile observate, fără a oferi prognoze pentru licitare.

$$\Pr(\text{zi negativă}) = \Lambda\Big(\beta_0 + \underbrace{\beta_1 R_d}_{\text{consum rezidual}} + \beta_2 \mathrm{Hyd}_d + \underbrace{\beta_3 \mathrm{Wkd}_d + \gamma_y}_{\text{calendar}}\Big)$$

- **unde**
  - $\Lambda(u) = 1/(1+e^{-u})$ (logit)
  - Consumul rezidual R_d = consum − solar − eolian (medii zilnice, GW), adică cererea rămasă pentru celelalte centrale
  - γ_y = efectele anuale
  - Eșantionul: 1 ianuarie 2024 – 31 octombrie 2026, $n = 1\,035$ de zile, dintre care 108 cu prețuri negative
  - Tabelul complet: Anexa F.

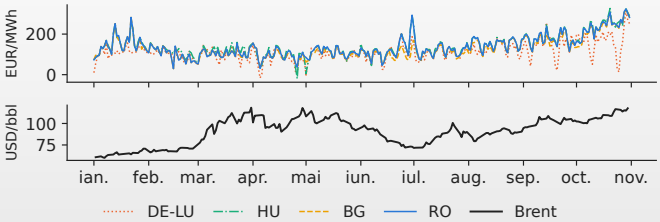
- **Interpretare**
  - Fiecare GW în plus de consum rezidual înmulțește șansele unei zile cu prețuri negative cu 0,24
  - Fiecare GW în plus de producție hidro înmulțește șansele cu 4,52
  - O zi de weekend înmulțește șansele cu 16,13
  - Pseudo-R^2 McFadden = 0,369

- **În practică:** regenerabilele sînt limitate cel mai probabil în weekendurile de primăvară, cu lacuri pline.

(estimare proprie, logit; energy-charts.info)

Exerciții practice: notebook-ul Jupyter §10d

Studiul de caz (e): creșterea prețurilor și saltul țițeiului din martie



Sursa: energy-charts.info (prețurile burselor, prin ENTSO-E); Yahoo Finance (BZ=F). Date: 2026-01-01 - 2026-10-31, zilnic.

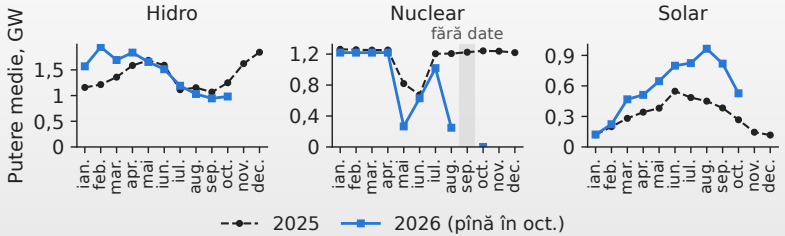
- ian.–oct. 2026: România 137,45 EUR/MWh (+29,8%)
  - În octombrie, 239,3, față de 121,9 cu un an înainte.
- Media lunară Brent: 64,77 → 108,34 USD/bbl
  - În martie, contractul pentru mai a crescut cu +52,2% (presa: Iran, strîmtoarea Ormuz)
  - −14,5% la 1 aprilie: doar trecerea la contractul următor.

În practică: bugetele stabilite în ianuarie s-au dovedit mult prea mici.

(energy-charts.info; Yahoo Finance BZ=F; date pînă la 31 octombrie 2026)

EMQA_L1_cy_prices

Studiul de caz (e): opririle de la Cernavodă și scăderea producției hidro



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); ENTSO-E (date Transelectrica pentru România). Date: medii lunare pe orele raportate, 2025-01 - 2026-10.

- Nuclear 0 MW în 19 zile din mai și din august (Dunărea scăzută)
  - Ian.–oct.: −31,3% pe orele raportate în ambii ani (limită inferioară).
- Hidro −14,7% în aug.–oct., solar +71,2% de la începutul anului.

- **În practică:** o singură centrală poate muta prețul național: citiți mesajele REMIT ca pe prognoza meteo.

(Nuclearelectrica, 29 iul. 2026; World Nuclear News, 30 iul. 2026; CNCAN, 9 sep. 2026)

EMQA_L1_cy_generation

Studiul de caz (e): prețuri cu circa 30% mai mari și ofertă mai mică în 2026

ian.–oct.	2025	2026	var. %
Preț RO, EUR/MWh	105,88	137,45	+29,8
Preț DE-LU, EUR/MWh	87,66	114,01	+30,1
RO − DE-LU, EUR/MWh	18,2	23,4	
Ore cu preț negativ, RO	196	171,75	
Hidro RO, TWh	9,61	10,44	+8,6
Nuclear RO, TWh*	7,42	5,10	−31,3
Solar RO, TWh	2,53	4,33	+71,2
Import net RO, TWh	3,67	2,51	

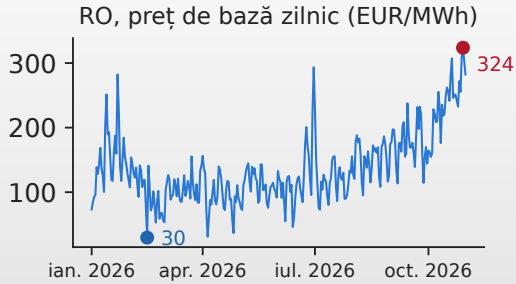
- Verde = favorabil pentru consumator, roșu = nefavorabil; date pînă la 31 octombrie 2026.
- *Numai orele raportate în ambii ani (limită inferioară).

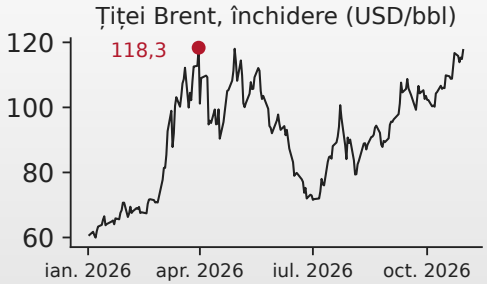
- **În practică:** prețul a crescut cu circa 30%, cu nuclearul, hidro și țițeiul în aceeași direcție, iar acoperirea riscului s-a dovedit rentabilă.

(calcule proprii; energy-charts.info)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §10e

Studiul de caz (e): valorile extreme din 2026, România și Brent





Sursa: energy-charts.info (prețuri OPCOM); Yahoo Finance (BZ=F). Date: 2026-01-01 - 2026-10-31, zilnic.

România

- Prețul de bază zilnic: maximul, 323,76 EUR/MWh, la 29 octombrie 2026; minimul, 29,63, la 15 februarie 2026
- Sfertul de oră: maximul, 1015,65, la 30 iunie 2026, ora 18:45; minimul, −99,75, la 26 aprilie 2026, ora 13:00 (CET/CEST)

(calcule proprii; energy-charts.info; Yahoo Finance)

EMQA_L1_cy_extremes

Studiul de caz (e): valorile extreme din 2026, Germania și Brent

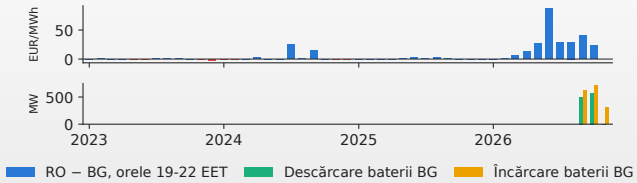
- **Germania**
  - Minimul pe sfert de oră: $-499{,}99$, la 1 mai 2026, ora 13:15, egal cu pragul de atunci
  - După 26 aprilie și 1 mai, pragul a coborît la -600, din 29 mai 2026
- **Țițeiul Brent**
  - Cel mai mare preț de închidere: 118,35 USD/bbl, la 31 martie 2026
  - Cea mai mare variație zilnică (fără schimbările de contract): $-13{,}29\%$, la 8 aprilie 2026

În practică: stabiliți limitele de risc pe baza valorilor extreme, nu a mediilor.

(calcule proprii; nota SDAC a OPCOM, 7 mai 2026)

Exercițiu practic: notebook-ul Jupyter §10e

Studiul de caz (f): prețuri de seară mai mici în Bulgaria din primăvara lui 2026



Sursa: energy-charts.info (Fraunhofer ISE); ENTSO-E (date Transelectrica pentru România). Date: 2023-01 - 2026-10, ora locală; seria bateriilor BG raportată din 2026-09-10.

- Seara, 19:00–22:00 ora locală (EET), apr.–sep., RO față de BG
  - 171,1 față de 169,7 EUR/MWh (2025), 215,5 față de 178,0 (2026)
  - La amiază (11:00–15:00), prețuri apropiate în 2026 (48,1 față de 46,0).
- Datele despre baterii încep abia la 10 septembrie 2026, după apariția diferenței (mai 2026)
  - Este o asociere, nu o dovadă.

În practică: un dezvoltator român de stocare concurează pentru aceeași diferență de preț de seară (cursul 6).

(energy-charts.info; sursa datelor: ENTSO-E; calcule proprii, ora locală EET)

EMQA_L1_bg_battery

Test 1: numărarea prețurilor negative

- Într-o lună de după 1 octombrie 2025, 48 de prețuri pe sfert de oră din România au fost negative
  - Un membru al consiliului de administrație vă întreabă cîte ore cu preț negativ au fost
  - Ce îi răspundeți?

Răspuns

- $48 \times 15/60 = 12$ ore echivalente
  - Dacă spuneți „48 de ore", supraevaluați durata de 4 ori față de anii anteriori, cu intervale orare
  - Formularea corectă: „48 de sferturi de oră (12 ore)".

Test 2: citirea unei autocorelații

- Un analist din echipa dumneavoastră afirmă: „autocorelația prețului PZU este 0,98 la decalajul 1 și 0,90 la decalajul 30, deci prețurile sînt zgomot alb, iar luna trecută nu ne spune nimic”
  - Are dreptate?

Răspuns

- Nu: zgomotul alb are autocorelații apropiate de 0
  - Valorile apropiate de 1 indică o persistență puternică, adică o rădăcină unitară sau o revenire foarte lentă la medie
  - Aplicați testele ADF și KPSS și examinați autocorelația variațiilor zilnice.

Recapitulare

- Piețele de energie electrică din România și Europa
  - Cum funcționează licitația pentru ziua următoare
  - Cuplarea piețelor și intervalul de 15 minute
  - Producția de energie electrică în România
- Date din energie și fapte stilizate
  - Unități de măsură, fusuri orare și date curate
  - Nivelul prețurilor și sezonalitatea
  - Salturi de preț și prețuri negative
  - Distribuția prețurilor și volatilitatea
- Instrumente de analiză a seriilor de timp
  - Staționaritate și autocorelație
  - Teste de rădăcină unitară, descompunere și netezire
- Studii de caz pe date recente
  - (a) Producția hidro în 2023 și 2025
  - (b) Șocul petrolier din iunie 2025
  - (c) Separarea regională a prețurilor în vara lui 2024
  - (d) Prețurile negative și energia solară
  - (e) Evoluția pieței în 2026
  - (f) România, Bulgaria și bateriile

- O singură licitație pe zi, cuplată la nivel european, cu 96 de sferturi de oră din oct. 2025
  - Numărați în ore echivalente.
- Reperul de depășit: prognoza naivă (România, 2025: MAE 22,92 EUR/MWh)
  - Urmează prognoza (cursul 2).

Cercetările grupului nostru despre piața din România

- **Criza din vara lui 2024** (studiul de caz c): analiză contrafactuală a crizei prețurilor din România din iunie–iulie 2024, pe date orare ENTSO-E
  - Reducerea cererii cu 10% este cea mai robustă dintre intervențiile prioritare, iar vîrful de preț s-a produs în ore aproape fără producție solară (Andrei, Pele & Cramer, 2026, PICBE).
- **Explicarea prognozelor de preț**: ce factori contează la fiecare orizont (de la 0–6 ore pînă la două săptămîni) și în fiecare regim de preț, pentru prețurile orare românești 2018–2024 (Andrei, Pele & Cramer, 2026, PICBE) — tema cursului 7.
- **Prognoza consumului național**: modele sezoniere clasice comparate cu rețele neuronale, pe consumul României (Proșcanu, Proșcanu, Pele & Costea, 2025, Romanian J. Economic Forecasting) — tema cursului 2.
- **Cererea abia reacționează la preț**: consumul din România este inelastic la preț
  - Cauzalitatea în sens Granger merge de la consum la preț, nu invers (Proșcanu, Proșcanu & Pele, 2025, J. Social and Economic Statistics) — de aceea curba cererii este abruptă.
- **Scade liberalizarea prețurile?** Metodele cauzale de învățare automată aplicate liberalizării piețelor din Statele Unite indică o scădere a prețului de circa 7% pe termen scurt (Shahar, Lessmann & Pele, 2025, arXiv 2507.12331).

Rezultatele sînt preluate din rezumatele lucrărilor; cifrele de pe celelalte diapozitive provin din datele noastre.

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

Lecturi și resurse suplimentare

- **R. Weron, IIF Distinguished Lectures despre prognoza prețurilor energiei electrice** (2025): prezentări partea I, partea a II-a, notebook-uri Jupyter, înregistrări video.
- **epftoolbox**, setul de evaluare cu acces liber realizat de Lago et al. (2021): github.com/jeslago/epftoolbox.
- **Forecasting: Principles and Practice**, ed. a 3-a: otexts.com/fpp3.
- **Acest curs**: cod, date, notebook-uri Jupyter — github.com/danpele/EMQA.
- **Date și reguli**: energy-charts.info, platforma de transparență ENTSO-E, opcom.ro, transelectrica.ro, jao.eu.
- **Încercați singuri**: notebook-ul Jupyter reproduce fiecare grafic și fiecare cifră din acest curs — notebooks/.

Bibliografie (1/2)

- 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
- Andrei, A.-V., Pele, D.-T. & Cramer, A.-A. (2026). Multi-horizon explainability in energy price forecasting: Disentangling market dynamics and renewable intermittency in Romania's liberalized electricity market. *Proceedings of the International Conference on Business Excellence*, 20(1), 104–117. doi:10.2478/picbe-2026-0014
- Cleveland, R. B., Cleveland, W. S., McRae, J. E. & Terpenning, I. (1990). STL: A seasonal-trend decomposition procedure based on loess. *Journal of Official Statistics*, 6(1), 3–73. scb.se
- Dickey, D. A. & Fuller, W. A. (1979). Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root. *Journal of the American Statistical Association*, 74(366), 427–431. doi:10.1080/01621459.1979.10482531
- Hyndman, R. J. & Athanasopoulos, G. (2021). *Forecasting: Principles and Practice*, 3rd ed. OTexts. otexts.com/fpp3
- Janczura, J., Trück, S., Weron, R. & Wolff, R. C. (2013). Identifying spikes and seasonal components in electricity spot price data: A guide to robust modeling. *Energy Economics*, 38, 96–110. doi:10.1016/j.eneco.2013.03.013
- Jarque, C. M. & Bera, A. K. (1980). Efficient tests for normality, homoscedasticity and serial independence of regression residuals. *Economics Letters*, 6(3), 255–259. doi:10.1016/0165-1765(80)90024-5
- Kwiatkowski, D., Phillips, P. C. B., Schmidt, P. & Shin, Y. (1992). Testing the null hypothesis of stationarity against the alternative of a unit root. *Journal of Econometrics*, 54(1–3), 159–178. doi:10.1016/0304-4076(92)90104-Y
- Lago, J., Marcjasz, G., De Schutter, B. & Weron, R. (2021). Forecasting day-ahead electricity prices: A review of state-of-the-art algorithms, best practices and an open-access benchmark. *Applied Energy*, 293, 116983. doi:10.1016/j.apenergy.2021.116983
- Ljung, G. M. & Box, G. E. P. (1978). On a measure of lack of fit in time series models. *Biometrika*, 65(2), 297–303. doi:10.1093/biomet/65.2.297
- Maciejowska, K., Uniejewski, B. & Weron, R. (2023). Forecasting electricity prices. *Oxford Research Encyclopedia of Economics and Finance*. doi:10.1093/acrefore/9780190625979.013.667

Bibliografie (2/2)

- MacKinnon, J. G. (1996). Numerical distribution functions for unit root and cointegration tests. *Journal of Applied Econometrics*, 11(6), 601–618. doi.org (Wiley)
- Nogales, F. J., Contreras, J., Conejo, A. J. & Espínola, R. (2002). Forecasting next-day electricity prices by time series models. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2), 342–348. doi:10.1109/TPWRS.2002.1007902
- Proșcanu, C. A., Proșcanu, M. E., Pele, D. T. & Costea, A. (2025). Watt's next? Benchmarking time series models on Romania's national electricity consumption. *Romanian Journal of Economic Forecasting*, issue 3, 146–163. ipe.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
- Said, S. E. & Dickey, D. A. (1984). Testing for unit roots in autoregressive-moving average models of unknown order. *Biometrika*, 71(3), 599–607. doi:10.1093/biomet/71.3.599
- Shahar, O., Lessmann, S. & Pele, D. T. (2025). Causality analysis of electricity market liberalization on electricity price using novel machine learning methods. arXiv:2507.12331
- Uniejewski, B., Weron, R. & Ziel, F. (2018). Variance stabilizing transformations for electricity spot price forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 2219–2229. doi:10.1109/TPWRS.2017.2734563
- Weron, R. (2014). Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*, 30(4), 1030–1081. doi:10.1016/j.ijforecast.2014.08.008
- Ziel, F. & Weron, R. (2018). Day-ahead electricity price forecasting with high-dimensional structures: Univariate vs. multivariate modeling frameworks. *Energy Economics*, 70, 396–420. doi:10.1016/j.eneco.2017.12.016
- Surse pentru piață și evenimente: comunicatele OPCOM 19 nov. 2019 (comunicat comun SIDC), 27 oct. 2021 (comunicat SDAC), 19 mar. 2025 (HUPX), 1 oct. 2025 (SDAC); nota SDAC (7 mai 2026, preț minim −600 pentru livrări din 29 mai 2026); rapoartele curente Nuclearelectrica 27 iul. 2026 și 29 iul. 2026; World Nuclear News (30 iul. 2026); comunicatul Comisiei Naționale pentru Controlul Activităților Nucleare (CNCAN) despre Cernavodă, 9 sep. 2026; presa despre strîmtoarea Ormuz (Semafor, 12 mar. 2026).

Anexa A: testele ADF și KPSS în detaliu

ADF (Said & Dickey, 1984)

$$\Delta x_t = \alpha + \beta t + \gamma x_{t-1} + \sum_{j=1}^{p} \delta_j \Delta x_{t-j} + u_t$$

- $H_0 : \gamma = 0$ față de $H_1 : \gamma < 0$
  - $\tau = \hat{\gamma}/\mathrm{se}(\hat{\gamma})$ urmează distribuția Dickey–Fuller
  - Valorile p se calculează după MacKinnon (1996).
- Numărul de decalaje: minimizarea AIC, pornind de la $p_{\max} = 12(T/100)^{1/4}$.
- Termenii deterministi trebuie să corespundă ipotezei alternative
  - Constantă: staționaritate în nivel
  - Trend: staționaritate în jurul trendului.

KPSS (Kwiatkowski et al., 1992)

$$\mathrm{KPSS} = \frac{1}{T^2 \hat{\sigma}^2_{\mathrm{LR}}} \sum_{t=1}^{T} S_t^2, \quad S_t = \sum_{s \le t} e_s$$

$$\hat{\sigma}^2_{\mathrm{LR}} = \hat{\gamma}_0 + 2 \sum_{k=1}^{\ell} \left(1 - \frac{k}{\ell + 1}\right) \hat{\gamma}_k$$

- e_s = reziduurile regresiei pe o constantă (și pe trend).
- Nucleu Bartlett cu lățimea de bandă ℓ (regula Hobijn et al. din statsmodels)
  - Valoarea critică 0,463 (5%, nivel).

Anexa B: descompunerea clasică, exemplu de calcul

$$\hat{T}_t = \tfrac{1}{24} x_{t-6} + \tfrac{1}{12} \sum_{j=-5}^{5} x_{t+j} + \tfrac{1}{24} x_{t+6}$$

- Prima valoare a trendului, iulie 2016: $\hat{T} = \frac{1}{24}(7{,}424 + 7{,}870) + \frac{1}{12} \cdot 72{,}503 = 6{,}679$ GW (ian. 2016 și ian. 2017 cu pondere înjumătățită; feb.–dec. 2016 însumate).
- Valoarea observată, 6,389 GW $\Rightarrow$ abaterea $-0{,}290$.
- Indicele sezonier: $\hat{S}_j = \bar{d}_j - \frac{1}{12} \sum_i \bar{d}_i$ (suma mediilor brute: 0,0005).

Luna	$\hat{S}_j$	Luna	$\hat{S}_j$
ian	0,686	iul	−0,143
feb	0,694	aug	−0,302
mar	0,237	sep	−0,444
apr	−0,381	oct	−0,194
mai	−0,650	noi	0,374
iun	−0,442	dec	0,565

- Consumul României (GW), ianuarie 2016 – decembrie 2025; rezultate verificate cu statsmodels.

Anexa C: algoritmul STL

- **Bucla interioară** (repetată): (1) eliminarea trendului, $x_t - \hat{T}_t$
  - (2) netezirea fiecărei subserii lunare (toate lunile ianuarie, toate lunile februarie, ...) prin loess cu fereastra n_s
  - (3) eliminarea componentei de frecvență joasă $\Rightarrow \hat{S}_t$
  - (4) netezirea lui $x_t - \hat{S}_t$ prin loess cu fereastra $n_t \Rightarrow \hat{T}_t$.
- **Bucla exterioară**: ponderi de robustețe $\rho_t = B\big(|\hat{R}_t|/(6\,\mathrm{median}|\hat{R}|)\big)$, $B(u) = (1-u^2)^2$ pentru $|u| < 1$, altfel 0, astfel că valorile extreme cîntăresc mai puțin în bucla următoare.
- Aici: perioada 12, $n_s = 13$, varianta robustă
  - Intensitatea sezonalității: $1 - \mathrm{Var}(R)/\mathrm{Var}(S+R) = 0{,}848$.
- Numai pentru modelul aditiv: în cazul sezonalității multiplicative, aplicați STL seriei transformate prin $\ln x_t$ (sau prin asinh, pentru prețuri).

(Cleveland, Cleveland, McRae & Terpenning, 1990, JOS)

Anexa D: mixul de producție în cifre

Pondere, %	2015	2020	2023	2024	2025	ian.–oct. 2025	ian.–oct. 2026
Hidro	26,2	27,8	32,4	27,9	25,6	25,7	27,6
Nuclear	17,9	20,7	19,8	21,1	21,3	19,8	13,5
Cărbune	28,3	17,4	14,4	13,6	13,8	14,4	12,1
Gaze	14,6	18,4	16,9	20,1	20,2	19,8	20,5
Eolian	10,3	12,4	13,2	12,4	12,4	12,6	13,9
Solar	1,9	2,4	2,6	4,1	5,7	6,8	11,4
Biomasă	0,8	0,9	0,7	0,9	0,9	0,9	1,0
Total TWh	64,2	55,4	56,6	51,2	47,4	37,4	37,9
Consum TWh	57,0	58,1	53,4	54,3	53,6	43,9	42,3
Import net TWh	−6,9	1,9	−3,1	3,0	3,8	3,7	2,5

- Ultimele două coloane: numai orele raportate în ambii ani.
- Import net > 0: energie intrată în România.

(energy-charts.info; sursa datelor: ENTSO-E)

Anexa E: prognoza naivă, toți anii

MAE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
RO naiv	9,7	7,4	19,9	59,7	26,0	27,7	22,9	29,4
RO $d-1$	10,7	8,1	22,2	58,5	27,3	29,7	24,9	31,1
RO $d-7$	11,2	8,6	25,1	75,4	31,0	33,9	28,2	36,6
DE-LU naiv	9,8	9,3	24,3	66,2	28,6	27,3	27,5	36,1
DE-LU $d-1$	9,5	10,0	25,3	58,2	27,2	27,8	26,0	32,8
DE-LU $d-7$	10,3	10,3	31,5	87,1	33,6	32,8	32,8	42,2

- MAE în EUR/MWh, pe prețuri orare (din oct. 2025: media orară a prețurilor pe 15 minute).
- Verde = cea mai bună dintre cele trei variante, în anul și zona respective.

(Nogales et al., 2002, IEEE TPWRS; Weron, 2014, IJF)

Anexa F: cozile groase și modelul logit, în detaliu

$$\hat{S} = \frac{\frac{1}{T}\sum_t (r_t - \bar{r})^3}{\hat{\sigma}^3}, \quad \hat{K} = \frac{\frac{1}{T}\sum_t (r_t - \bar{r})^4}{\hat{\sigma}^4}$$

$$\mathrm{JB} = \frac{T}{6}\left(\hat{S}^2 + \frac{(\hat{K}-3)^2}{4}\right) \sim \chi^2_2$$

- Randamentele logaritmice zilnice ale țițeiului Brent (fără zilele de schimbare a contractului): asimetria $-0{,}94$, excesul de aplatizare 13,98, JB 23 500 (valoarea critică: 5,99)
  - Distribuția Student-t ajustată are 3,21 grade de libertate.

(Jarque & Bera, 1980; estimare proprie)

	$\hat{\beta}$	raportul șanselor	z
Constantă	$-0{,}023$	0,98	$-0{,}02$
Consum rezidual, GW	$-1{,}445$	0,24	$-7{,}67$
Hidro, GW	1,508	4,52	4,37
Weekend	2,780	16,13	9,24
Anul 2025	1,337	3,81	3,98
Anul 2026	0,534	1,71	1,54

- Modelul logit pentru o zi cu cel puțin un sfert de oră cu preț negativ în RO; anul de bază: 2024.

Anexa G: conversia prețurilor gazelor și țițeiului în EUR/MWh

$$P^{\text{EUR/MWh}} = P^{\text{USD/MMBtu}} \times 3{,}412142 \,/\, e_m$$

- **unde**
  - 1 MMBtu = 0,293071 MWh, deci $1/0{,}293071 = 3{,}412142$ MMBtu pe MWh
  - e_m = cursul mediu lunar USD pe EUR publicat de ECB
  - Brent: 1 bbl = 159 de litri, cotat în USD/bbl

(Banca Mondială; cursurile de referință ECB)

- Prețul TTF publicat de Banca Mondială este o medie lunară în USD/MMBtu, convertită cu cursul ECB
  - Nu este o cotație tranzacționată în EUR.
- Comparați combustibilii și energia electrică numai în aceeași unitate și monedă
  - Un preț al gazelor în USD/MMBtu și unul al energiei în EUR/MWh diferă printr-un factor de circa 3,4, înainte de aplicarea cursului de schimb.