

Pregled veleprodajnega trga s
plinom in električno energijo v
drugi polovici leta 2025

KAZALO VSEBINE

1.	Uvod	5
2.	Plin	5
2.1.	Povpraševanje in uvoz plina	5
2.2.	Proizvodnja in skladišča plina	7
2.3.	Gibanje veleprodajnih cen plina	9
3.	Električna energija	11
3.1.	Povpraševanje po električni energiji	11
3.2.	Proizvodnja električne energije	12
3.2.1.	Vplivni dejavniki na stroške proizvodnje električne energije	13
3.2.1.1	Premog	13
3.2.1.2	Emisijski kuponi	14
3.3.	Gibanje veleprodajnih cen električne energije.....	15
4.	Sklep	19
5.	Viri	20

KAZALO SLIK

Slika 1: Viri plina v EU v letu 2025.....	7
Slika 2: Gibanje napolnjenosti evropskih plinskih skladiščnih zmogljivosti	8
Slika 3: Povprečna četrletna vrednost zasedenosti evropskih plinskih skladiščnih zmogljivosti	8
Slika 4: Gibanje vrednosti indeksa CEGHIX na avstrijski borzi CEGH	9
Slika 5: Gibanje vrednosti terminskih pogodb z dobavo v naslednjem letu na plinskem vozlišču TTF	10
Slika 6: Povprečne poravnalne cene plina v terminskih pogodbah z dobavo leto vnaprej na plinskem vozlišču TTF ter indeksa CEGHIX na avstrijski borzi CEGH po četrletjih	10
Slika 7: Tehtana povprečna cena na trgovni platformi in vrednosti CEGHIX	11
Slika 8: Primerjava terminskih pogodb za plin na plinskem vozlišču TTF ter terminskih pogodb za premog na rotterdamski borzi.....	13
Slika 9: Gibanje cen emisijskih kuponov za terminske pogodbe z dobavo v decembru pripadajočega leta	14
Slika 10: Gibanje vrednosti »baseload« indeksov električne energije ter indeksa »CEGHIX« na trgu za dan vnaprej	15
Slika 11: Povprečne polletne poravnalne cene električne energije kratkoročnih terminskih pogodb sprotnega trgovanja za dan vnaprej	16
Slika 12: Korelacija med »baseload« vrednostmi indeksov električne energije na italijanski, slovenski, madžarski ter nemški borzi.....	17
Slika 13: Povprečne mesečne vrednosti volatilnosti cen urnega indeksa električne energije na slovenski borzi.....	18
Slika 14: Gibanje cene pasovne električne energije na nemški borzi EEX in cene plina na nizozemskem plinskem vozlišču TTF terminskih pogodb z dobavo v naslednjem letu	18

Izvleček s poudarki

V drugi polovici leta 2025 so evropske energetske trge v primerjavi s prvo polovico leta zaznamovale nižje veleprodajne cene plina in električne energije. K nižjim cenam plina je prispevala povečana ponudba utekočinjenega zemeljskega plina (UZP), na oblikovanje cen električne energije pa je izraziteje vplivala proizvodnja iz sončnih elektrarn.

V tretjem četrtnem letu 2025 so se veleprodajne cene plina znižale, hkrati pa se je zmanjšala tudi njihova volatilitnost. Povprečne veleprodajne cene tega energenta so se v tretjem in četrtem četrtnem letu znižale tako glede na predhodno četrtno leto kot tudi glede na primerljivo obdobje leta 2024. Na veleprodajnih trgih z električno energijo so bila cenovna gibanja med državami različna, pri čemer je evropsko povprečje v letu 2025 ostalo nad ravno iz leta 2024. Razmere na teh trgih so ostale občutljive na vremenske razmere in dogajanja na svetovnem trgu plina. Rekordno visoke dobave UZP so omogočile nadaljnje zmanjševanje uvoza ruskega plina po plinovodih in prispevale k večji zanesljivosti oskrbe s plinom v EU. Kljub rahlemu zmanjšanju skupne proizvodnje električne energije iz OVE je nadaljnja rast proizvodnje iz sončnih elektrarn vplivala na veleprodajne cene električne energije, zlasti na povečanje cenovnih nihanj znotraj dneva. Zaradi upada sončne proizvodnje v večernih urah ostajajo plinske elektrarne ključni vir prilagodljivosti sistema in še naprej pomembno vplivajo na oblikovanje cen električne energije.

Veleprodajne trge s plinom so v drugi polovici leta 2025 zaznamovali:

- postopno zniževanje cen in manjša volatilitnost proti koncu leta;
- izrazita sezonsko pogojena poraba plina v drugi polovici leta 2025: v tretjem četrtnem letu se je zaradi manjših potreb po ogrevanju medletna poraba zmanjšala za 4 %, v zadnjem četrtnem letu pa se je z začetkom ogrevalne sezone ponovno povečala in bila 2 % višja kot v enakem obdobju leto prej;
- zapolnjenost plinskih skladišč se je pred ogrevalno sezono postopoma povečevala, vendar ni dosegla ravni, zabeleženih v preteklih treh letih.
- nadomeščanje ruskega plina s povečanim uvozom UZP; izpad dobave ruskega plina po plinovodih prek Ukrajine je bil večinoma nadomeščen s povečanim uvozom UZP.

Veleprodajne trge z električno energijo so v drugi polovici leta 2025 zaznamovali naslednji dejavniki:

- gibanje cen električne energije: veleprodajne cene električne energije v EU so se po znižanju v tretjem četrtnem letu v zadnjem četrtnem letu ponovno zvišale zaradi sezonsko večjega povpraševanja, vendar so ostale nižje v primerjavi z enakim obdobjem leta 2024;
- rast porabe: v tretjem četrtnem letu je bila poraba električne energije skoraj nespremenjena glede na enako obdobje leta 2024 (+0,2 %), medtem ko se je v zadnjem četrtnem letu povečala za 1 % medletno, predvsem zaradi nižjih zimskih temperatur;
- večja konkurenčnost proizvodnje iz plinskih elektrarn: višje cene emisijskih kuponov so skupaj z nižjimi cenami plina v drugi polovici leta prispevale h konkurenčnosti proizvodnje iz plinskih elektrarn v primerjavi s proizvodnjo iz premoga;
- vpliv proizvodnje iz sončnih elektrarn: naraščajoča proizvodnja iz sončnih elektrarn je pomembno vplivala na cenovne vzorce, saj obdobja visoke sončne proizvodnje znižujejo veleprodajne cene električne energije v sredini dneva, hkrati pa povečujejo razlike med cenami v različnih časovnih obdobjih.

1. UVOD

Poročilo Pregled veleprodajnega trga s plinom in električno energijo v drugi polovici leta 2025 v prvem delu analizira povpraševanje po plinu, uvoz, proizvodnjo in skladiščenje ter gibanje veleprodajnih cen tega energenta. V drugem delu pa analizira povpraševanje po električni energiji, proizvodnjo električne energije z vplivnimi dejavniki na stroške proizvodnje in gibanje veleprodajnih cen.

2. PLIN

Veleprodajni trgi plina v Evropski uniji so v letu 2025 ostali občutljivi na geopolitične razmere in dogajanje na svetovnem trgu utekočinjenega zemeljskega plina (UZP). Po prenehanju tranzita ruskega plina prek Ukrajine z začetkom leta 2025 se je oskrba evropskega trga še izraziteje oprla na uvoz UZP in alternativne dobavne poti iz Norveške ter Severne Afrike. Kljub nižjim ravnom zapolnjenosti plinskih skladišč kot v predhodnih letih je povečana razpoložljivost UZP prispevala k ohranjanju zanesljivosti oskrbe, čeprav evropski trg zaradi velike uvozne odvisnosti ostaja izpostavljen razmeram na svetovnem trgu UZP in geopolitičnim tveganjem.

Veleprodajne cene plina so se v letu 2025 gibale na ravneh, ki so bile nižje od cen, doseženih med energetske krizo v letih 2022 in 2023, vendar višje od dolgoročnega povprečja pred krizo. Gibanje cen je bilo še naprej odvisno predvsem od razmer na trgu UZP, vremenskih razmer, hitrosti praznjenja evropskih plinskih skladišč ter razpoložljivosti alternativnih dobavnih virov. Na cene so vplivali tudi obdobja povečanega povpraševanja po UZP v Aziji, načrtovana in nenačrtovana vzdrževalna dela na izvozni infrastrukturi ter rast svetovne ponudbe utekočinjenega zemeljskega plina [1].

2.1. Povpraševanje in uvoz plina

Poročila Evropske komisije o stanju veleprodajnih trgov s plinom navajajo, da se je poraba plina v Evropski uniji v letu 2025 drugo leto zapored povečala ter dosegla približno 339 bcm, kar predstavlja približno 2-odstotno rast glede na leto 2024.

V drugi polovici leta je poraba znašala 160 bcm, in sicer 54 bcm v tretjem in 106 bcm v četrtem četrletju.

Zaradi sezonskega upada povpraševanja po plinu za ogrevanje v poletnih mesecih je bila skupna poraba v tretjem četrletju 10 % nižja kot v drugem četrletju 2025. Na letni ravni je bila poraba 4 % nižja kot v enakem obdobju preteklega leta. To je bila najnižja poraba plina v tretjem četrletju v zadnjih desetih letih. Zmanjšanje porabe plina glede na tretje četrletje preteklega leta je bilo v tretjem četrletju 2025 zabeleženo v 15 državah članicah, medtem ko se je poraba povečala v osmih državah članicah. V treh državah članicah je poraba ostala nespremenjena (Irska, Malta in Slovaška). Zmanjšanje porabe se je gibalo med 1 % (Avstrija in Češka) ter 26 % (Finska). Največje medletno povečanje porabe je bilo zabeleženo na Portugalskem (+17 %), v Sloveniji (+11 %), Luksemburgu (+8 %) in Španiji (+5 %), medtem ko so Poljska, Nizozemska, Belgija in Estonija zabeležile zmerno medletno rast porabe v višini od 1 do 2 %. Največjo porabo plina je v tretjem četrletju 2025 zabeležila Italija (11 bcm), sledili sta ji Nemčija (10 bcm) in Španija (7 bcm). Četrto, peto in šesto mesto po porabi plina so zasedle Nizozemska (6 bcm), Poljska (4 bcm) in Francija (3,6 bcm).

V četrtem četrletju 2025 je poraba dosegla 106 bcm, kar predstavlja 2-odstotno povečanje glede na četrto četrletje leta 2024, ter 96-odstotno povečanje glede na tretje četrletje 2025. Takšna rast odraža običajno sezonsko povečanje porabe plina v zimskem

obdobju. V primerjavi s predhodnim letom se je poraba plina povečala v 14 državah članicah, medtem ko se je v devetih državah članicah zmanjšala. Največje povečanje porabe je bilo zabeleženo na Slovaškem (+23 %), največje zmanjšanje pa na Portugalskem (-29 %).

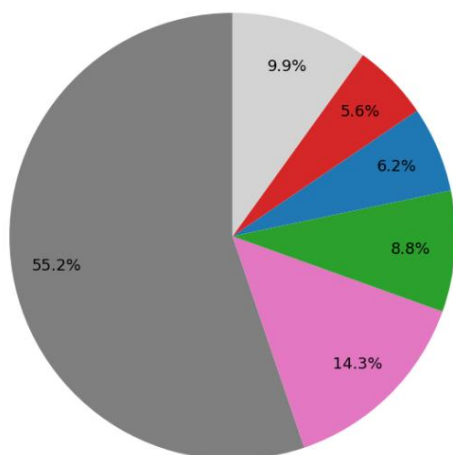
Kljub višji porabi v primerjavi z letom 2024 je skupna poraba plina v letu 2025 še vedno ostala pod ravno iz leta 2022, ko je bila poraba na letni ravni najvišja, potem ko se je v 2023 in 2024 zniževala [2], [3].

Po podatkih Mednarodne agencije za energijo (IEA) je bilo leto 2025 za svetovni trg plina prehodno obdobje, saj so se zaradi pospešene rasti proizvodnje UZP od sredine leta zaostrene ponudbene razmere postopoma umirjale. Po izrazitejši rasti v letu 2024 se je rast svetovne porabe plina v letu 2025 občutno upočasnila, pri čemer je skupna poraba narasla za manj kot 1 %. K rasti porabe sta največ prispevali Evropa in Severna Amerika, medtem ko je povpraševanje v Aziji ostalo na ravni preteklega leta, v Evraziji pa se je zmanjšalo. V drugi polovici leta se je zaradi povečanja proizvodnje UZP, predvsem v Združenih državah Amerike, Kanadi in Afriki, ponudba postopno okrepila, s čimer so se razmere na trgu začele umirjati. Kljub postopnemu izboljšanju ravnovesja na trgu so geopolitične napetosti in vremenski dejavniki še naprej predstavljali pomemben vir negotovosti in cenovne volatilitnosti [4].

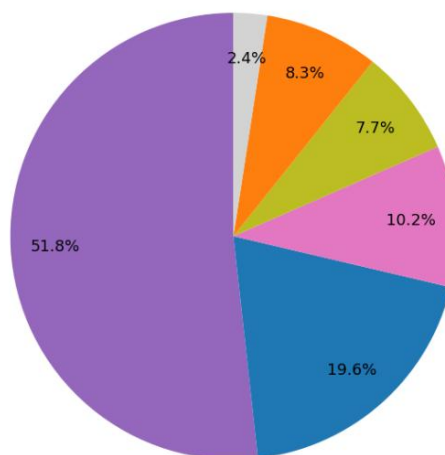
Pomemben dejavnik, ki je vplival na evropski trg plina v letu 2025, je bilo prenehanje tranzita ruskega plina preko Ukrajine. Tranzitni sporazum med Rusijo in Ukrajino, sklenjen za obdobje od leta 2020 do konca leta 2024, se je iztekel 31. decembra 2024, zaradi česar so se s 1. januarjem 2025 ustavili tokovi ruskega plina po tej poti v Evropsko unijo. Evropska komisija je skupaj z državami članicami že pred iztekom sporazuma izvajala pripravljane ukrepe za omejitev vpliva na zanesljivost oskrbe, vključno z zagotavljanjem alternativnih dobavnih poti, večjim izkoriščanjem skladiščnih zmogljivosti ter nadaljnjo diverzifikacijo virov oskrbe. Po oceni Evropske komisije prenehanje tranzita ni povzročilo motenj v oskrbi EU, saj je bilo približno 14 bcm letnih količin plina, ki so še potekale preko Ukrajine, mogoče nadomestiti z dodatnim uvozom utekočinjenega zemeljskega plina in neruskega plina po drugih transportnih poteh [5]. Dogodek je dodatno pospešil prizadevanja EU za zmanjšanje odvisnosti od ruskega plina v okviru načrta REPowerEU. Maja 2025 je Evropska komisija predstavila načrt REPowerEU Roadmap za popolno odpravo uvoza ruskih energentov do konca leta 2027, junija pa še predlog uredbe, ki določa postopno prepoved uvoza ruskega plina in utekočinjenega zemeljskega plina, vključno s prepovedjo novih pogodb od leta 2026 ter popolno odpravo uvoza po dolgoročnih pogodbah do konca leta 2027. Predlog vključuje tudi ukrepe za večjo preglednost glede izvora plina ter spremljanje morebitnih novih energetske odvisnosti [6]. Decembra 2025 sta Evropski parlament in Svet dosegla začasni politični dogovor o postopni in trajni odpravi uvoza ruskega plina v EU.

Skupni uvoz energentov v EU se je v letu 2025 ponovno zmanjšal glede na leto 2024, pri čemer so se gibanja med posameznimi energenti razlikovala. Uvoz utekočinjenega zemeljskega plina je zabeležil znatno povečanje, tako po vrednosti (+35,2 %) kot po količini (+24,4 %). Pri plinu v plinastem stanju se je vrednost uvoza povečala za 3,4 %, medtem ko se je količina zmanjšala za 5,3 %. Združene države Amerike in Norveška ostajata ključni dobaviteljici energentov. Združene države Amerike so bile tudi največja dobaviteljica utekočinjenega zemeljskega plina, saj so zagotovile več kot polovico vsega uvoženega utekočinjenega zemeljskega plina. Norveška je bila najpomembnejša partnerica pri dobavi plina v plinastem stanju, sledila je Alžirija, nato Rusija [7].

Utekočinjeni zemeljski plin (UZP) - 2025



Plin v plinastem stanju - 2025



Slika 1: Viri plina v EU v letu 2025¹

Vir: Evropska komisija na podlagi ocen Comext in Eurostat

2.2. Proizvodnja in skladišča plina

Proizvodnja plina v EU je ostala razmeroma stabilna glede na leto prej, a kljub temu še naprej odraža dolgoročni trend upadanja domače proizvodnje, medtem ko se je poraba plina drugo leto zapored nekoliko povečala. Na letni ravni je proizvodnja plina v EU leta 2025 znašala približno 33 bcm, kar je zadostovalo za pokritje okoli 10 % celotne porabe plina v EU, ki je znašala 339 bcm. Večji del potreb po plinu je bil zato tudi v letu 2025 pokrit z uvozom [3].

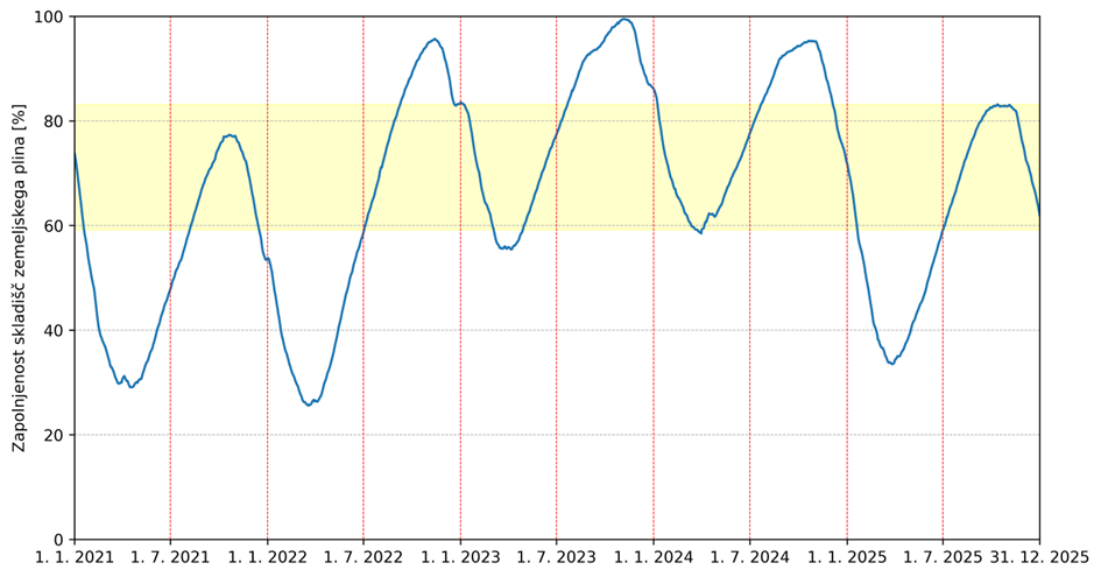
V tretjem četrtletju 2025 je domača proizvodnja plina v EU pokrila 15 % porabe plina v EU, kar je več od 10-odstotnega deleža na letni ravni. Višji delež v tretjem četrtletju je predvsem posledica nizke porabe v poletnih mesecih, ko je zaradi odsotnosti potrebe po ogrevanju zmanjšano povpraševanje po plinu, medtem ko je proizvodnja plina skozi vse leto ostala stabilna pri približno 8 bcm na četrtletje [2].

V četrtem četrtletju je Romunija postala največja proizvajalka z 2,4 bcm (29 % celotne proizvodnje plina v EU), sledili sta ji prej največja proizvajalka Nizozemska z 2,3 bcm (28 %) in Nemčija z 1 bcm (12 %). Te tri države članice EU so skupaj predstavljale 70 % celotne proizvodnje plina v EU. Med dobavitelji utekočinjenega zemeljskega plina pa so imele pomembno vlogo predvsem Združene države Amerike [3].

Največja tehnična zmogljivost skladiščenja plina v EU je konec leta 2025 znašala 1.143 TWh oziroma 102 bcm. Povprečna letna raven zapolnjenosti skladišč je znašala 60,7 %, kar je 17,1 odstotne točke manj kot leto prej in predstavlja najnižjo povprečno

¹ Podatki dostopni na: [EU imports of energy products decreased again in 2025 - News articles - Eurostat](#) Zaradi preglednosti so vrednosti za države z deležem pod 3 % pri UZP in pod 1 % pri plinu v plinastem stanju združene v kategorijo »Ostali«.

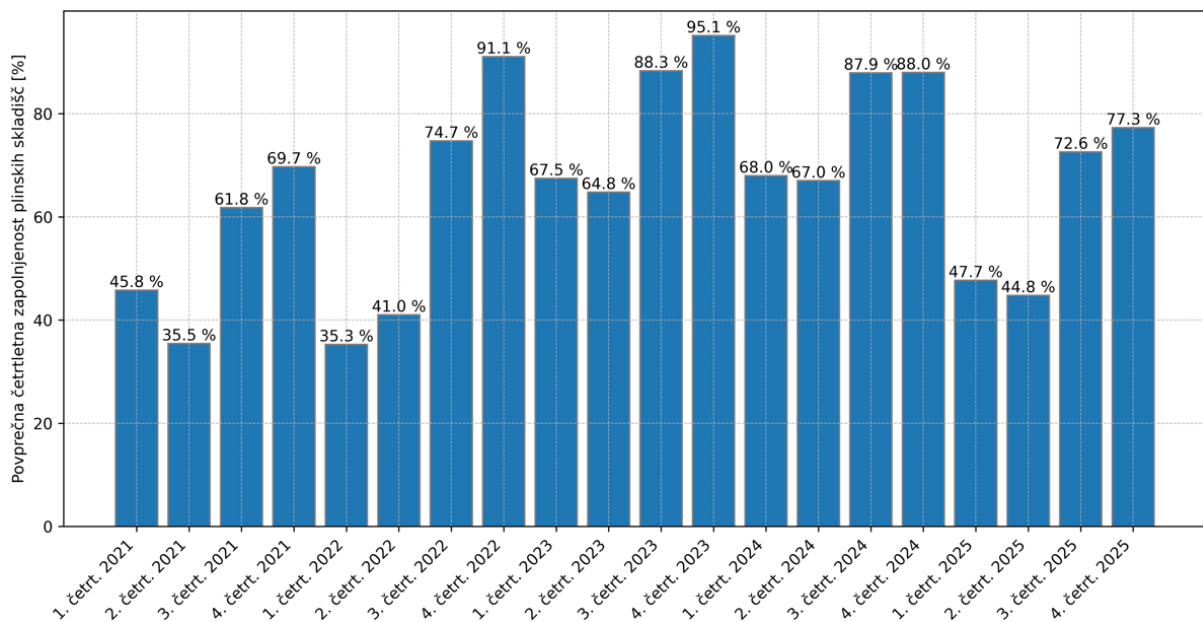
raven po letu 2022. Ob koncu leta 2025 je bila zapolnjenost skladišč 61,96 %, kar je bilo 10,2 odstotne točke manj kot ob koncu leta 2024, ko je znašala 72,16 % [8].



Slika 2: Gibanje napolnjenosti evropskih plinskih skladiščnih zmogljivosti²

Vir: AGSI+

Kljub intenzivnemu vbrizgavanju plina v skladišča med drugim in tretjim četrtletjem je bila zapolnjenost skladišč ob začetku ogrevalne sezone 2025/2026 približno 82 %, kar je manj kot v letih 2024 in 2023, ko je v začetku oktobra znašala več kot 90 %, vendar nekoliko nad ravni iz leta 2021 pred energetske krizo.



Slika 3: Povprečna četrtletna vrednost zasedenosti evropskih plinskih skladiščnih zmogljivosti

Vir: AGSI+

² Podatki dostopni na: [Data Overview / Historical Data - AGSI](#)

2.3. Gibanje veleprodajnih cen plina

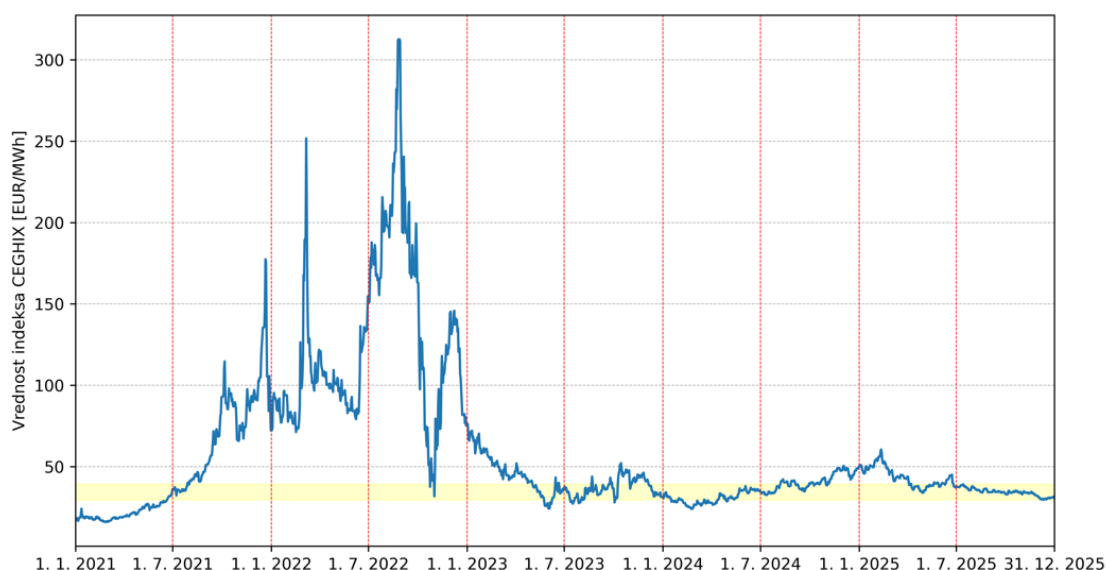
Povprečna letna veleprodajna cena plina je znašala 36 EUR/MWh, kar predstavlja 5-odstotno povečanje v primerjavi z letom 2024 (34 EUR/MWh). To odraža kratkoročno rast cen na začetku leta 2025 po prenehanju uvoza ruskega plina po plinovodih prek Ukrajine. Kljub temu je bila povprečna cena še vedno 22 % nižja kot leta 2021, ko je znašala 47 EUR/MWh [3].

Evropske veleprodajne cene plina so v tretjem četrtnetu 2025 v povprečju znašale 33 EUR/MWh, kar je 6 % manj kot v prejšnjem četrtnetu in 6 % manj kot v enakem obdobju prejšnjega leta. Povprečna mesečna cena je med julijem in septembrom 2025 ostala stabilna ter se gibala med 32 in 33 EUR/MWh. Povprečne veleprodajne cene plina v Evropi so v četrtem četrtnetu 2025 znašale 30 EUR/MWh, kar je 30 % manj kot v enakem četrtnetu leto prej. Proti koncu druge polovice leta so se cene nadalje znižale, pri čemer so bila gibanja manj izrazita.

Na gibanje veleprodajnih cen plina v drugi polovici leta 2025 so vplivala tudi geopolitična dogajanja. Zaostritev razmer na Bližnjem vzhodu, povezana z izraelskimi in ameriškimi napadi na Iran v sredini leta, je povzročila kratkotrajen skok cen plina. Od septembra do konca leta pa so se cene zniževale, predvsem zaradi povečanja svetovne ponudbe UZP in stagnacije povpraševanja iz Azije [1].

Po poročanju IEA so se povprečne cene plina v ZDA na vozlišču Henry Hub v letu 2025 zvišale za 50 % glede na leto 2024, predvsem zaradi večje rasti povpraševanja in višjih vbrizgov v skladišča. V Aziji so se cene UZP za kratkoročne dobave na referenčnem vozlišču JKM v drugi polovici leta 2025 medletno znižale za več kot 15 %. Povezanost evropskega in azijskega trga se je povečala, saj je korelacija med cenama TTF in JKM leta 2025 dosegla rekordnih 0,955 [4].

Opisani trendi gibanja veleprodajnih cen plina so vidni tako v cenah na trgih za dan vnaprej kot tudi terminskih pogodbah. Na sliki 4 je prikazano gibanje vrednosti indeksa plina z dobavo za dan vnaprej (indeks CEGHIX) na avstrijski borzi CEGH. Slika 5 prikazuje gibanje poravnalnih cen plina na podlagi terminskih pogodb z dobavo v letu 2025 na plinskem vozlišču TTF.



Slika 4: Gibanje vrednosti indeksa CEGHIX na avstrijski borzi CEGH

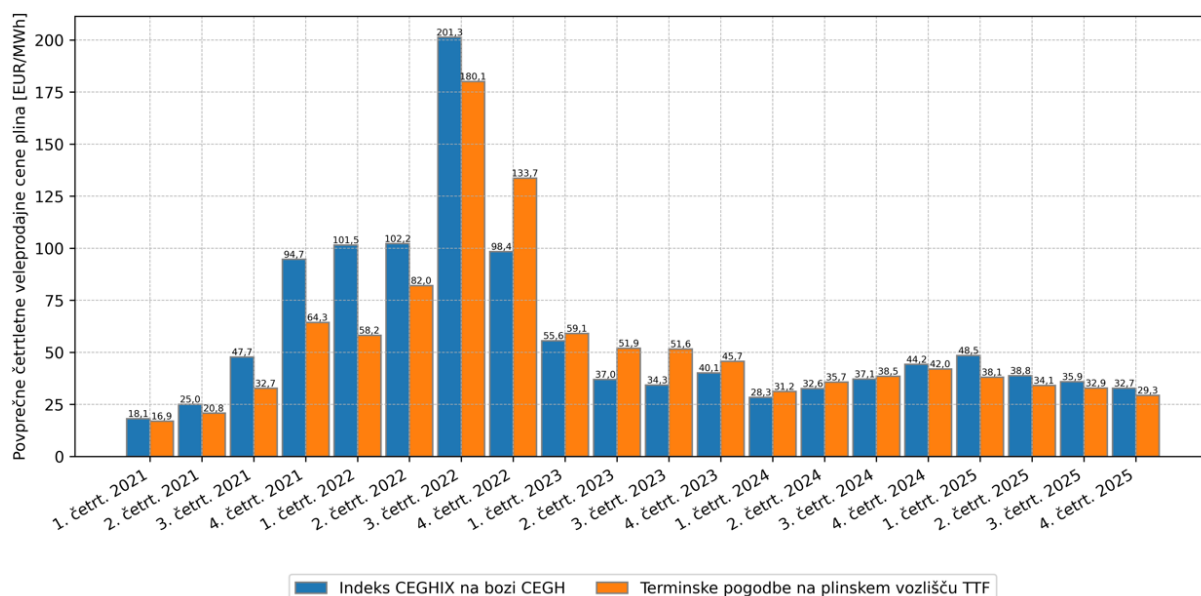
Vir: Montel



Slika 5: Gibanje vrednosti terminskih pogodb z dobavo v naslednjem letu na plinskem vozlišču TTF

Vir: Montel

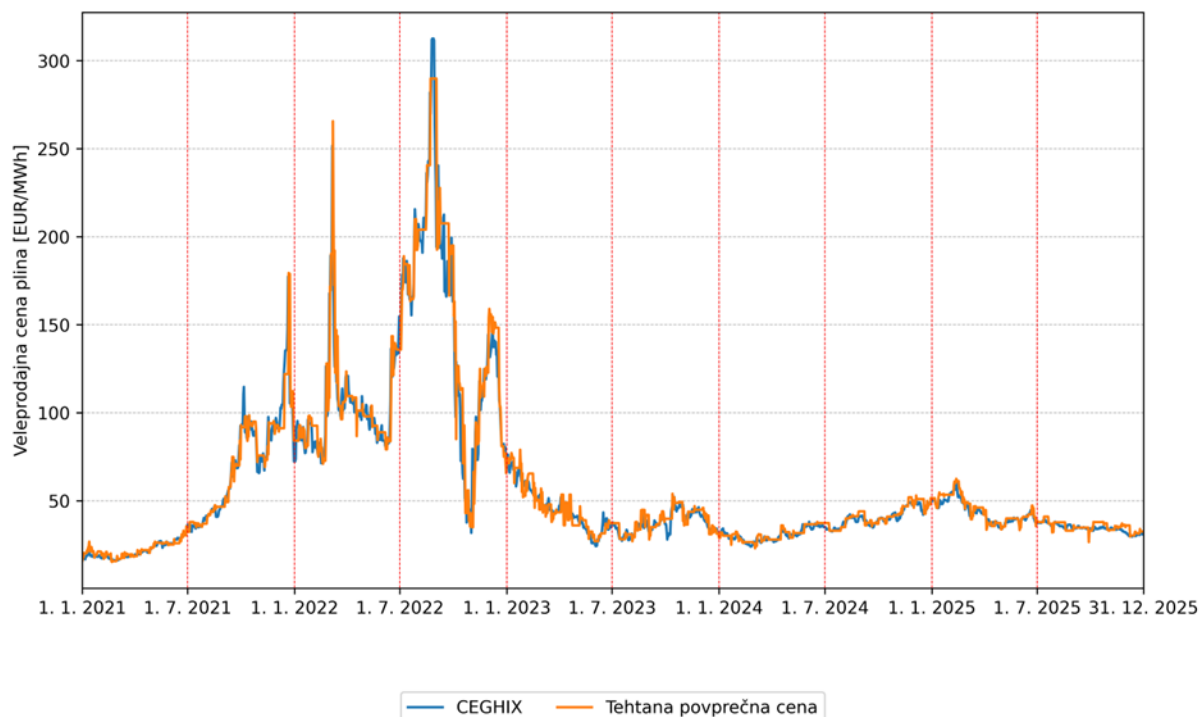
Povprečna poravnalna cena plina terminskih pogodb z dobavo v letu 2026 na plinskem vozlišču TTF je v drugi polovici 2025 znašala 31,12 EUR/MWh. V enakem obdobju je bila povprečna cena indeksa CEGHIX na avstrijski borzi CEGH višja in je znašala 34,31 EUR/MWh. Najnižja poravnalna cena plina terminskih pogodb z dobavo v letu 2026 na plinskem vozlišču TTF v drugi polovici 2025 je bila dosežena ob koncu trgovalnega dne 16. 12. 2025 (25,92 EUR/MWh), medtem ko je bila najvišja vrednost dosežena ob koncu trgovalnega dne 14. 7. 2025 (34,92 EUR/MWh). Vrednosti indeksa CEGHIX na avstrijski borzi CEGH so se v drugi polovici 2025 gibale med najnižjo vrednostjo 29,65 EUR/MWh (ob koncu trgovalnega dne 10. 12. 2025) ter najvišjo 39,19 EUR/MWh (ob koncu trgovalnega dne 14. 7. 2025).



Slika 6: Povprečne poravnalne cene plina v terminskih pogodbah z dobavo leto vnaprej na plinskem vozlišču TTF ter indeksa CEGHIX na avstrijski borzi CEGH po četrtletjih

Vir: Montel

Tehtana povprečna cena predstavlja na podlagi energije določeno tehtano povprečno ceno iz trgovanj z nazivnimi produkti na slovenski trgovalni platformi na dan dobave plina [9]. Tehtana povprečna cena trgovanj na trgovalni platformi je v drugi polovici 2025 precej dobro sledila borznemu indeksu CEGHIX s plinskega vozlišča CEGH na Dunaju. V 25,1 % dni je bila nekoliko nižja, sicer pa nekoliko višja od CEGHIX (slika 7).



Slika 7: Tehtana povprečna cena na slovenski trgovalni platformi in vrednosti CEGHIX
Vir: Montel, Plinovodi

3.ELEKTRIČNA ENERGIJA

Povprečne cene električne energije so v drugi polovici leta 2025 ostale nižje kot leto prej, vendar so se znotraj dneva pojavljali vse izrazitejši razponi med najnižjimi in najvišjimi urnimi cenami ter izrazita cenovna nihanja, predvsem zaradi vse večjega deleža proizvodnje iz sončnih elektrarn. Visoka proizvodnja iz obnovljivih virov energije je v urah z veliko sončnega obsevanja zniževala cene električne energije, medtem ko se je v večernih urah zaradi zmanjšane proizvodnje iz sončnih elektrarn potreba po proizvodnji iz prilagodljivih virov povečala, zlasti iz plinskih elektrarn, kar je prispevalo k višjim veleprodajnim cenam. Delež obnovljivih virov v proizvodnji električne energije v EU je v letu 2025 znašal 46 %, pri čemer se je med obnovljivimi viri najbolj povečala proizvodnja iz sončnih elektrarn, medtem ko se je proizvodnja iz hidroelektrarn zmanjšala.

3.1. Povpraševanje po električni energiji

Skupna poraba električne energije v EU se je leta 2025 v primerjavi s preteklim letom povečala za 1 %. Tudi leta 2024 je bila zabeležena manjša, 1-odstotna rast v primerjavi z letom 2023. Povpraševanje po električni energiji je tako nadaljevalo trend rasti, predvsem zaradi večje porabe v zimskem obdobju, ko so bile temperature nižje kot pozimi leta 2024.

Prav tako na rast porabe električne energije vpliva tudi nadaljnja elektrifikacija prometa. Poročila o trgu električne energije potrjujejo, da je bilo leto 2025 rekordno leto za prodajo električnih vozil v EU. Največji delež prodaje novih električnih vozil je bil zabeležen na Danskem, kjer je bilo v četrtem četrtletju 2025 električnih vozil kar 73 % vseh prodanih avtomobilov. Poleg tega je bilo na Nizozemskem (68 %), Švedskem (67 %), Finskem (60 %), Irskem (52 %) in v Belgiji (50 %) več kot polovico vseh prodanih osebnih avtomobilov mogoče priključiti na električno omrežje. [10].

V tretjem četrtletju 2025 je skupna poraba električne energije v EU dosegla 583 TWh, kar je približno enako ravni kot v tretjem četrtletju 2024 (+0,2 %) in okoli 2 % več kot v tretjem četrtletju 2023. V EU so bile temperature v tretjem četrtletju nad zgodovinskim povprečjem, kar je povzročilo večje potrebe po hlajenju. Raven povpraševanja v tretjem četrtletju 2025 je bila še vedno približno 5 % nižja od povprečja pred energetske krizo (obdobje 2015–2019). Poraba električne energije se je povečala v 13 državah članicah, v eni državi članici (Češka) je ostala nespremenjena, v 13 državah članicah pa se je zmanjšala. Največje povečanje porabe je bilo zabeleženo na Danskem (+9 %), v Estoniji (+8 %) in Avstriji (+7 %), medtem ko so bili največji upadi zabeleženi v Grčiji (–11 %), na Hrvaškem (–8 %) in v Luksemburgu (–7 %) [11].

V četrtem četrtletju 2025 je bila poraba električne energije v EU za 2 % višja kot v enakem obdobju leta 2024. Največje zmanjšanje porabe je bilo zabeleženo v Luksemburgu (–7 %) in Belgiji (–5 %), sledila je Grčija (–3 %). Nasprotno pa so Litva (+10 %), Avstrija (+8 %) in Danska (+7 %) v četrtem četrtletju 2025 zabeležile znatno povečanje porabe električne energije [10].

3.2. Proizvodnja električne energije

V tretjem četrtletju 2025 se je proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov (OVE) nekoliko povečala, in sicer na 283 TWh (+2 % v primerjavi s tretjim četrtletjem 2024), ter je predstavljala 48 % strukture proizvodnje električne energije (v primerjavi s 47 % v tretjem četrtletju 2024). V vseh treh mesecih četrtletja je bil delež proizvodnje iz OVE višji kot v istih mesecih predhodnega leta, kar je povezano z nadaljnjim povečevanjem nameščenih zmogljivosti obnovljivih virov energije. K povečanju proizvodnje iz OVE je prispevala predvsem večja proizvodnja iz vetrnih in sončnih elektrarn, ki je nadomestila zmanjšanje proizvodnje iz hidroelektrarn. Nižje cene plina in večja proizvodnja energije iz OVE so prispevale k znižanju veleprodajnih cen električne energije ob stabilnem odjemu in kljub rahli rasti cen emisijskih kuponov.

Delež električne energije, proizvedene iz fosilnih goriv, je v tretjem četrtletju 2025 ostal nespremenjen pri 27 % (enako kot v tretjem četrtletju 2024). Medletna primerjava kaže, da se je zmanjšanje proizvodnje iz lignita (–14 %) in črnega premoga (–4 %) nadomestilo s povečanjem proizvodnje iz plina (+4 %) ter v manjši meri s povečanjem proizvodnje iz nafte (+12 %). Delež električne energije, proizvedene v jedrskih elektrarnah, se je nekoliko zmanjšal in je znašal 25 % [11]. V četrtem četrtletju se je pa delež proizvodnje iz fosilnih goriv povečal.

Na letni ravni je proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov (OVE) znašala 1.148 TWh, kar je nekoliko manj (–1 %) kot rekordna vrednost v letu 2024, ko je dosegla 1.160 TWh, ter je predstavljala 46 % strukture proizvodnje električne energije (v primerjavi s 47 % v letu 2024). Hidroenergija je zabeležila daleč največji letni upad proizvodnje, saj se je proizvodnja zmanjšala za 50 TWh (–13 %), kar je prispevalo k manjšemu zmanjšanju celotne proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov (OVE) za 12 TWh oziroma 1 %. Medtem se je proizvodnja iz sončnih elektrarn (+41 TWh oziroma +18 %) in plina (+37 TWh oziroma +11 %) v primerjavi z letom 2024 znatno povečala.

Delež električne energije, proizvedene iz fosilnih goriv, se je v letu 2025 nekoliko povečal (na 29 % v primerjavi z 28 % v letu 2024), saj je povečanje proizvodnje iz plina (+11 %) nadomestilo zmanjšanje proizvodnje iz premoga (–5 %). Proizvodnja električne energije iz

jedrskih elektrarn se je nekoliko povečala (+1 %) in je predstavljala 25 % celotne proizvodnje električne energije [10].

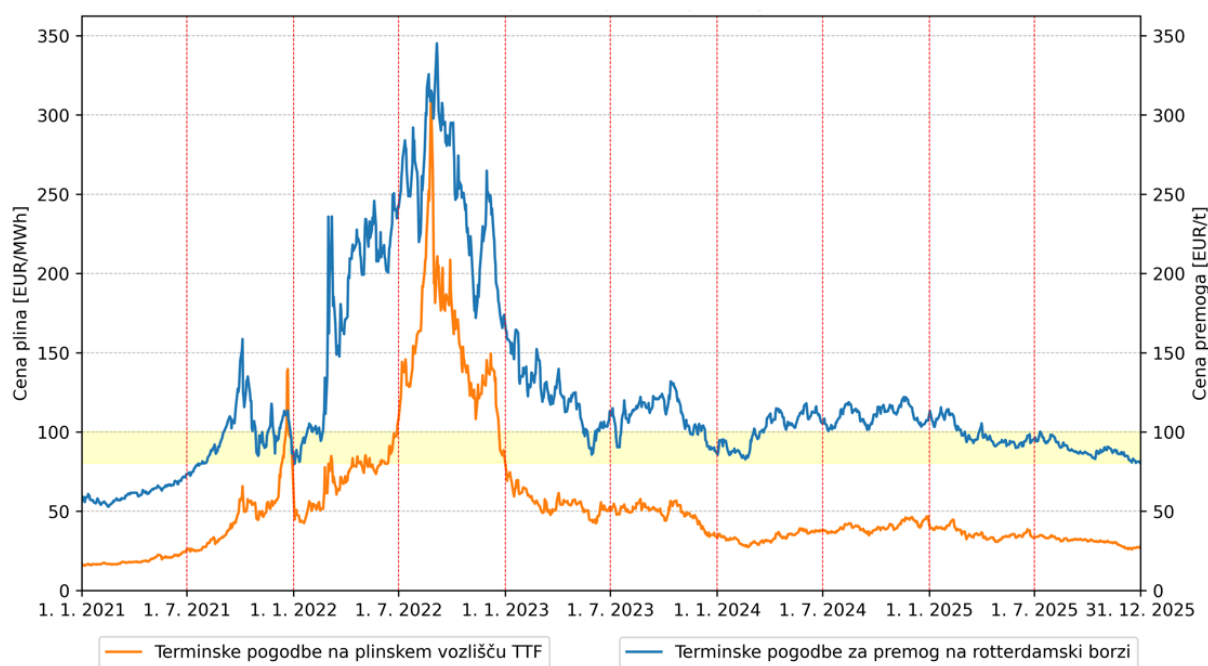
3.2.1. Vplivni dejavniki na stroške proizvodnje električne energije

Na gibanje cen električne energije močno vplivajo vhodni energenti za njeno proizvodnjo. Gibanje cene plina v drugi polovici leta 2025 je podrobno prikazano v poglavju Gibanje veleprodajnih cen plina, v nadaljevanju pa prikazujemo še gibanje cen premoga in emisijskih kuponov.

3.2.1.1 Premog

Primerjava vrednosti terminskih pogodb na plinskem vozlišču TTF ter cen terminskih pogodb za premog za rotterdamski borzi (oboje z dobavo v naslednjem letu) pokaže podobno dinamiko gibanja cen (slika 8), razen v obdobju največje energetske krize (september 2022), ko so se cene plina bistveno zvišale in je posledično premog postal cenovno zanimivejši energent.

Medtem ko je bila proizvodnja električne energije iz plinskih elektrarn v začetku leta 2025 dražja zaradi povišanih cen plina, se je ta trend čez leto obrnil. V večjem delu drugega in tretjega četrtletja sta bila variabilna stroška obeh tehnologij podobna, vendar je v četrtem četrtletju 2025 proizvodnja električne energije iz premoga postala dražja z vidika variabilnih stroškov, predvsem zaradi višjih cen emisijskih kuponov. To je konec leta 2025 spodbudilo delni prehod s proizvodnje iz premoga na proizvodnjo iz plina [1].

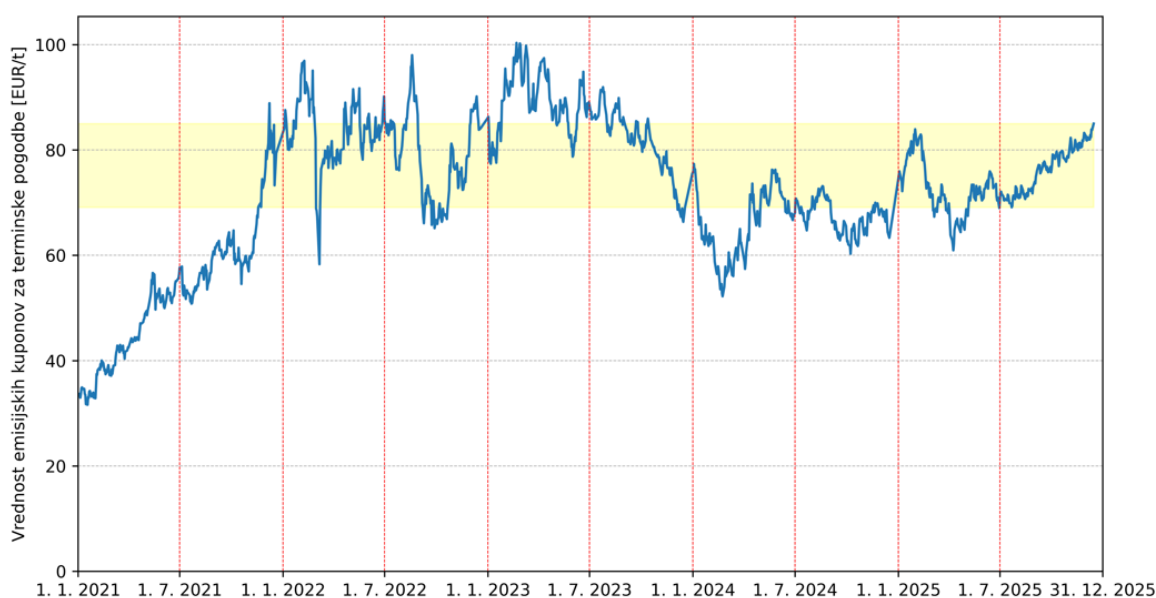


Slika 8: Primerjava terminskih pogodb za plin na plinskem vozlišču TTF ter terminskih pogodb za premog na rotterdamski borzi

Vir: Montel

3.2.1.2 Emisijski kuponi

Gibanje vrednosti emisijskih kuponov za termenske pogodbe za dobavo v decembru leta 2025 (produkt EUA na borzi EEX) je bilo v drugi polovici leta 2025 zaznamovano s pretežno naraščajočim trendom (slika 9). Povprečna cena emisijskih kuponov za leto 2025 je znašala 73 EUR/tCO₂, kar je 12 % več kot v letu 2024. V tretjem četrletju je povprečna cena znašala 71 EUR/tCO₂, kar je 6 % več kot v istem obdobju leta 2024. Povprečna cena v četrtem četrletju 2025 (81 EUR/tCO₂) je bila 24 % višja kot v četrtem četrletju 2024 [10] [11]. Najvišja poravnalna cena kuponov v drugi polovici leta 2025 je bila dosežena pri vrednosti 85,00 EUR/t CO₂ ob koncu trgovalnega dne 15. 12. 2025. Na drugi strani pa je bila najnižja cena emisijskih kuponov istih termenskih pogodb dosežena 22. 7. 2025, ko je ob koncu trgovalnega dne poravnalna cena znašala 69,11 EUR/t CO₂. Emisijski kuponi so v drugi polovici leta 2025 dosegli povprečno poravnalno ceno 76,31 EUR/t CO₂, kar predstavlja 4,86-odstotno spremembo glede na prejšnje polletje.



Slika 9: Gibanje cen emisijskih kuponov za termenske pogodbe z dobavo v decembru pripadajočega leta³

Vir: Montel

V letu 2025 je prišlo do razhajanja med cenami emisijskih kuponov in cenami plina (TTF), zlasti v drugi polovici leta. Medtem ko so se cene TTF zaradi ugodnih razmer na strani ponudbe znižale, so se cene emisijskih kuponov proti koncu leta zvišale [10].

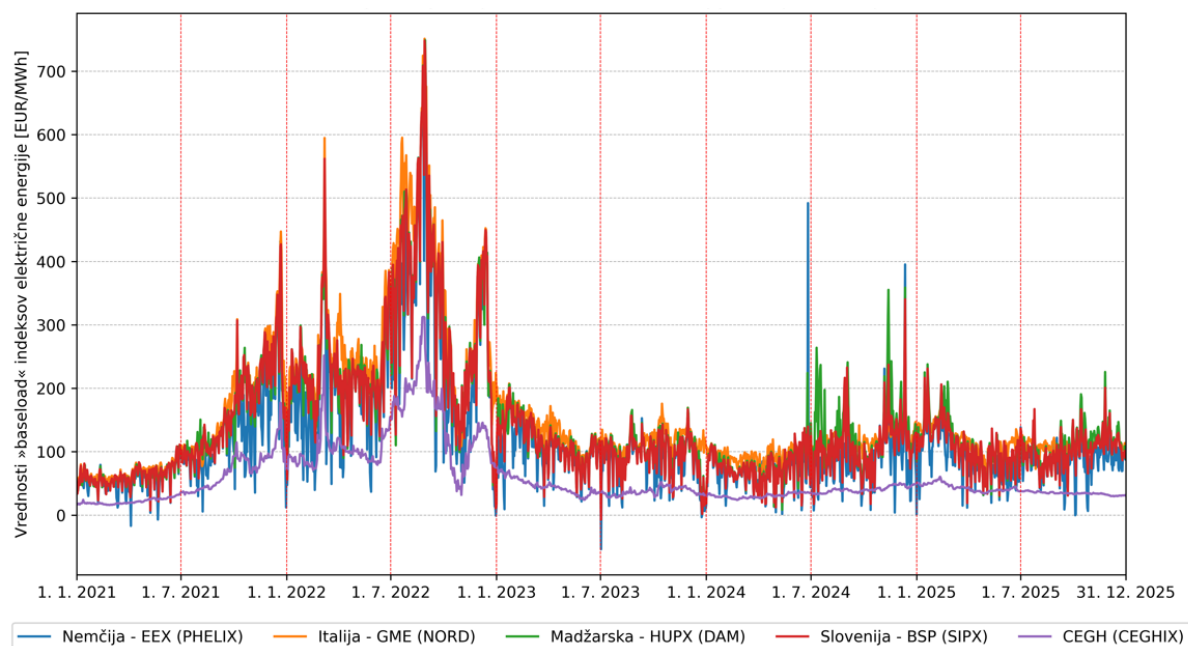
³ Podatki so na voljo zgolj za dneve, ko poteka trgovanje.

3.3. Gibanje veleprodajnih cen električne energije

Povprečna vrednost evropskega veleprodajnega indeksa za električno energijo European Power Benchmark je v tretjem četrtnem letu 2025 znašala 78 EUR/MWh, kar je 4 % manj kot v tretjem četrtnem letu 2024 in 15 % manj kot v tretjem četrtnem letu 2023. K znižanju cen so prispevale predvsem nižje cene plina, večja proizvodnja iz obnovljivih virov energije, predvsem iz sončnih in vetrnih elektrarn. Njihov vpliv na znižanje cen je bil izrazitejši od nasprotnega cenovnega učinka rahlega povečanja povpraševanja po električni energiji in višjih cen emisijskih kuponov [11].

V četrtem četrtnem letu 2025 je povprečna veleprodajna cena električne energije v EU znašala 88 EUR/MWh, kar je 12 % manj kot v četrtem četrtnem letu 2024, predvsem zaradi nižjih cen plina. Kljub splošnemu znižanju so se gibanja med državami članicami razlikovala. Medletne spremembe cen v četrtem četrtnem letu 2025 so se v posameznih državah članicah gibale med -30 % in +30 %, pri čemer so se cene gibale med 44 EUR/MWh in 121 EUR/MWh [11].

Podoben trend kot na slovenski borzi BSP so imele tudi cene električne energije trgovanja za dan vnaprej na sosednjih borzah – italijanski in madžarski ter na nemški borzi. Gibanje indeksov povprečne cene pasovne energije »SIPX baseload«, »NORD baseload«, »HUPX baseload«, »Phelix baseload« za dobavo električne energije dan vnaprej in gibanje vrednosti indeksa »CEGHIX« za dobavo plina na avstrijski borzi CEGH za dan vnaprej je prikazano na sliki 10. Trendi gibanja cen električne energije in plina so podobni zaradi njune tesne medsebojne povezanosti, saj cena plina pomembno vpliva na stroške proizvodnje električne energije iz plina in s tem na veleprodajne cene električne energije.



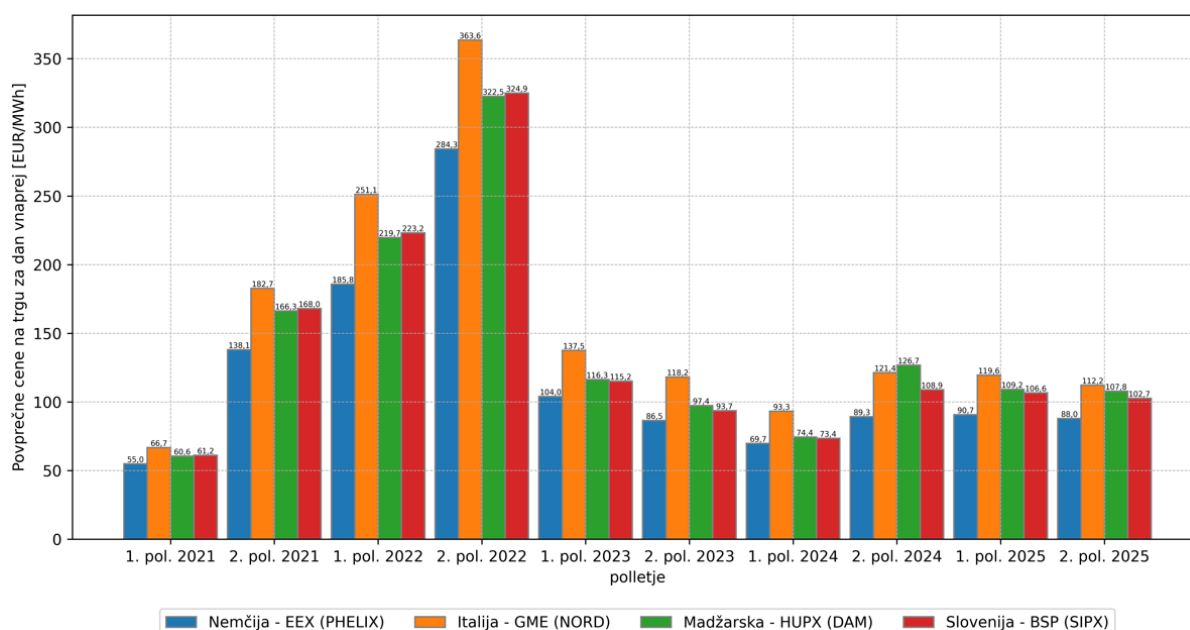
Slika 10: Gibanje vrednosti »baseload« indeksov električne energije ter indeksa »CEGHIX« na trgu za dan vnaprej

Vir: Montel

Prvega julija se je povpraševanje po električni energiji močno povečalo in je bilo po vsej Evropi za približno 6 % višje kot teden prej. V Franciji je vsaka stopinja Celzija nad 20 °C pomenila približno 600 MW dodatne obremenitve sistema, predvsem zaradi večjih potreb po hlajenju. Povišane temperature rek so zmanjšale učinkovitost hlajenja termoelektrarn

in jedrskih elektrarn, kar je dodatno omejilo razpoložljivo proizvodnjo prav v obdobjih največjega povpraševanja. Ti dejavniki so sovpadli v večernih urah, ko je povpraševanje ostalo visoko, proizvodnja iz sončnih elektrarn pa se je zmanjševala, zaradi česar je bilo v sistemu na voljo vse manj prožnosti. V takšnih razmerah so cene električne energije močno porasle, in sicer so v Nemčiji presegle 400 EUR/MWh, na Poljskem pa dosegle do 470 EUR/MWh. Veliko povpraševanje zaradi vročine se praviloma pojavi v poznih popoldanskih urah, ko proizvodnja iz sončnih elektrarn začne upadati. Če v sistemu ni na voljo zadostne prožnosti – v obliki čezmejnih povezav, hranilnikov energije ali prilagajanja odjema – lahko takšna neskladja med ponudbo in povpraševanjem hitro povzročijo izrazite skoke cen električne energije [1].

Povprečne polletne cene električne energije trgovanja za dan vnaprej so prikazane na sliki 11. Vidimo, da so povprečne vrednosti v zadnjem polletju nižje kot v času energetske krize, vendar še vedno višje kot v prvem polletju leta 2021.

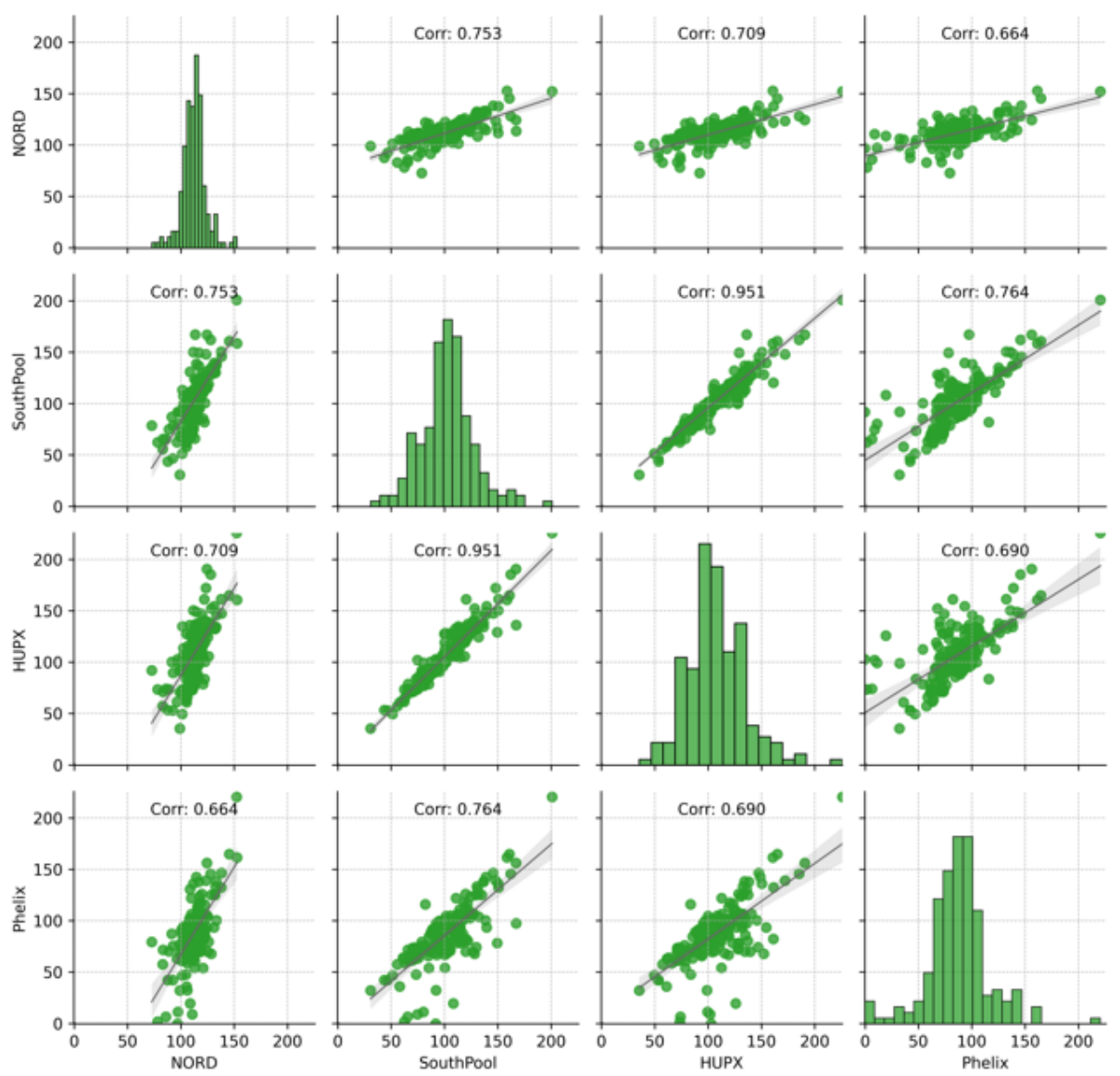


Slika 11: Povprečne polletne poravnalne cene električne energije kratkoročnih terminskih pogodb sprotnega trgovanja za dan vnaprej

Vir: Montel

Podrobna analiza korelacij med cenami na veleprodajnih trgih za dan vnaprej v drugi polovici 2025 je predstavljena z večgrafnim prikazom njihovih medsebojnih odnosov (slika 12). Matrični prikaz poda razsevne diagrame za vsak par veleprodajnih trgov in porazdelitvene diagrame cen na posameznih trgih električne energije, kar omogoča preprosto vizualizacijo morebitnih korelacij in vzorcev med trgi. Diagonalni elementi prikazujejo porazdelitve »baseload« indeksov in so za posamezne trge podobne oblike, vendar različne širine, tj. obsega najvišjih in najnižjih cen. Iz prikazanih korelacij med vrednostmi indeksov »baseload« na štirih veleprodajnih trgih električne energije, tj. italijanskem, slovenskem, madžarskem in nemškem (po vrsti: NORD, SouthPool, HUPX in Phelix) v drugi polovici leta 2025, je razvidna različno močna linearna povezanost med trgi. Visoka vrednost korelacijskega koeficienta (blizu 1) oz. razporeditev posameznih točk vzdolž diagonale grafa nakazuje, da se cene na trgih gibljejo zelo podobno. Slovenski trg je najmočnejše povezan z madžarskim trgom. Med obravnavanimi trgi Phelix kaže najšibkejšo korelacijo s preostalimi trgi. Izrazitejša kratkoročna cenovna nihanja so lahko povezana tudi s strukturo nemškega elektroenergetskega sistema in velikim deležem variabilne proizvodnje iz sončnih in vetrnih elektrarn. Naraščajoča proizvodnja iz OVE

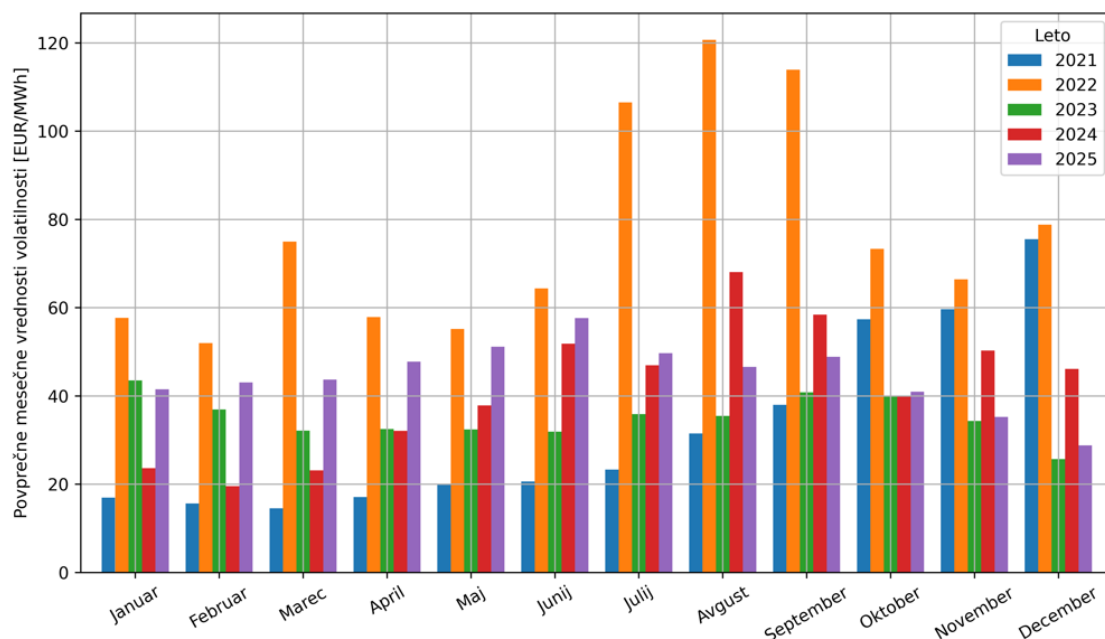
namreč znižuje cene v urah visoke proizvodnje, njen upad pa povečuje potrebo po prožnih virih, s čimer se povečujejo cenovne razlike znotraj dneva.



Slika 12: Korelacija med »baseload« vrednostmi indeksov električne energije na italijanski, slovenski, madžarski ter nemški borzi

Vir: Montel

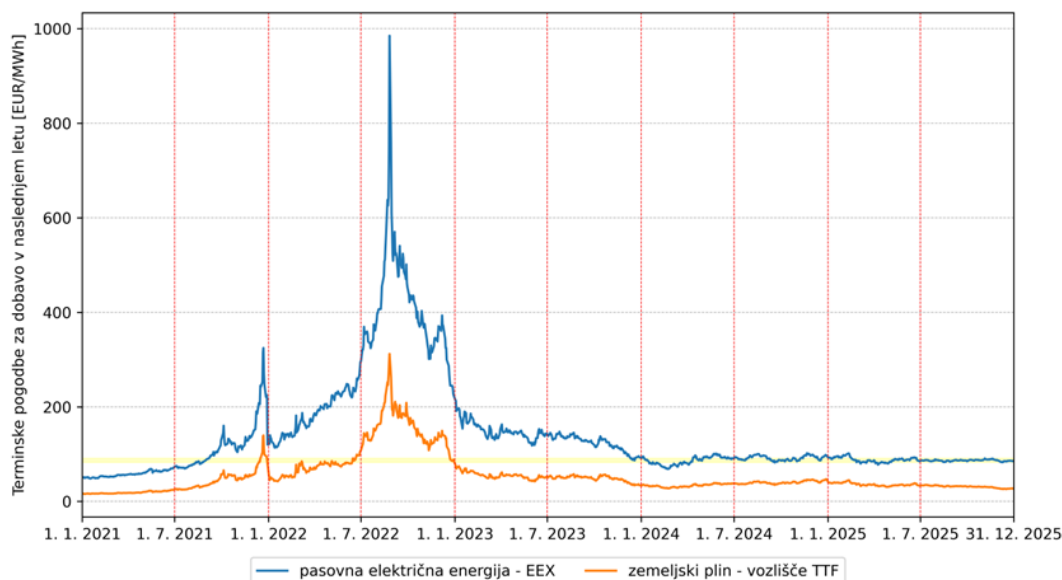
Analiza volatilitnosti cen električne energije na slovenski energetski borzi BSP SouthPool je bila narejena z ovrednotenjem standardnih deviacij urnih indeksov električne energije SIPXhourly od vrednosti indeksa SIPXbase. Povprečne mesečne vrednosti volatilitnosti v zadnjih petih letih prikazuje slika 13. Kljub izrazitim kratkoročnim cenovnim nihanjem znotraj dneva na evropskih trgih analiza slovenskega trga BSP SouthPool kaže, da je mesečno ocenjena volatilitnost v drugi polovici leta 2025 izkazovala pretežno padajoč trend. Ugotovitvi si ne nasprotujeta, saj se nanašata na različna vidika cenovne dinamike: prva na cenovne razpone znotraj posameznega dne na evropskih trgih, druga pa na gibanje izbranega kazalnika volatilitnosti slovenskega trga skozi posamezne mesece druge polovice leta.



Slika 13: Povprečne mesečne vrednosti volatilitnosti cen urnega indeksa električne energije na slovenski borzi

Vir: Montel

Gibanje cen električne energije na nemški borzi EEX za terminske pogodbe pasovne električne energije in cen plina na nizozemskem plinskem vozlišču TTF z dobavo v naslednjem letu je prikazano na sliki 14. V zadnji polovici leta so bile cene pasovne električne energije na nemški borzi EEX precej stabilne in le nekoliko nižje kot v prvi polovici leta 2025.



Slika 14: Gibanje cene pasovne električne energije na nemški borzi EEX in cene plina na nizozemskem plinskem vozlišču TTF terminskih pogodb z dobavo v naslednjem letu

Vir: Montel

4. SKLEP

Rast svetovnega povpraševanja po plinu se je v letu 2025 upočasnila v primerjavi s preteklim letom, predvsem zaradi šibkejši industrijske aktivnosti in razmeroma visokih promptnih cen utekočinjenega zemeljskega plina (UZP) v prvi polovici leta. Kljub temu se je povpraševanje še naprej povečevalo, predvsem v Združenih državah Amerike, Evropski uniji in na Bližnjem vzhodu, medtem ko je v azijsko-pacifiški regiji ostalo skoraj nespremenjeno [12].

V letu 2025 se je nadaljeval strukturni prehod evropskega elektroenergetskega sistema, zaznamovan z nadaljnjim povečevanjem nameščenih zmogljivosti obnovljivih virov energije, zlasti sončnih in vetrnih elektrarn. Sončne elektrarne so dosegle rekordno proizvodnjo in prvič presegle proizvodnjo iz premoga, s čimer so dodatno utrdile svoj položaj enega ključnih virov električne energije v Evropi. Povečana proizvodnja iz sonca je znižala potrebo po proizvodnji iz fosilnih virov v dnevnih urah, hkrati pa povečala cenovne razpone veleprodajnih cen električne energije znotraj dneva. Zaradi večjega deleža sončne energije so se pogostejše pojavljale zelo nizke oziroma negativne cene v opoldanskem času ter izrazitejši večerni cenovni vrhovi, kar je še dodatno poudarilo potrebo po večji prožnosti elektroenergetskega sistema in naložbah v hranilnike ter druge vire prilagodljivosti. Kljub nadaljnjemu povečevanju proizvodnih zmogljivosti OVE so plinske elektrarne zaradi svoje vloge pri zagotavljanju prožnosti sistema, zlasti v obdobjih nizke proizvodnje iz sončnih in vetrnih elektrarn, ostale pomembne za pokrivanje potreb po električni energiji in posledično tudi za oblikovanje veleprodajnih cen [1].

5. VIRI

- [1] ACER, "Key developments in European electricity and gas markets - 2026 Monitoring Report," European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Ljubljana, 2026.
- [2] European Commission, "Quarterly report on European gas markets, vol. 18, issue 3, covering third quarter of 2025," Market Observatory for Energy, Brussels, 2026.
- [3] European Commission, "Quarterly report on European gas markets, vol. 17, issue 4, covering fourth quarter of 2025," Market Observatory for Energy, Brussels, 2026.
- [4] International Energy Agency (IEA), "Gas Market Report Q1-2026," IEA Publications, France, 2026.
- [5] Directorate-General for Energy, "Commission and Member States confirm no gas supply concerns in the New Year," 2 January 2025. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/news/commission-and-member-states-confirm-no-gas-supply-concerns-new-year-2025-01-02_en.
- [6] European Commission, "Commission proposes gradual phase-out of Russian gas and oil imports into the EU," 17 Jun 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_1504.
- [7] Eurostat, "EU imports of energy products decreased again in 2025," 25 March 2026. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20260325-3>.
- [8] Gas Infrastructure Europe - AGSI (gie.eu), "Storage Transparency Platform," AGSI, 2025. [Online]. Available: <https://agsi.gie.eu/data-overview/eu>.
- [9] Ministrstvo za infrastrukturo, Agencija za energijo, Plinovodi d.o.o., "Sistemska obratovalna navodila za prenosni sistem zemeljskega plina," 2015. [Online]. Available: <https://pisrs.si/pregledPredpisa?id=NAVO1102>.
- [10] European Commission, "Quarterly report on European electricity markets, vol.18 issue 4, covering fourth quarter of 2025," Market Observatory for Energy, Brussels, 2026.
- [11] European Commission, "Quarterly report on European electricity markets, vol. 18, issue 3, covering third quarter of 2025," Market Observatory for Energy, Brussels, 2026.
- [12] International Energy Agency (IEA), "Global Energy Review 2026," IEA Publications, France, April 2026.